

UNIVERSIDADE DO MINHO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E RECURSOS DO MAR

**CURSO DE LICENCIATURA em
ENGENHARIA EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

**UTILIZAÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO
FONTE GERADORA DE ENERGIA – CASO ESCOLA SECUNDÁRIA
ABILIO DUARTE**

RELATÓRIO DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
Discente: Lídia Cristina Cardoso da Graça, N.º 3610

Mindelo, Julho de 2020

**CURSO DE LICENCIATURA EM
ENGENHARIA EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ANO LETIVO 2017/2018 – 4º ANO

**Utilização da Tecnologia Solar Fotovoltaica Como Fonte
Geradora de Energia – Caso:
Escola Secundária Abílio Duarte**

AUTOR: Lúcia Cristina Cardoso Da Graça, N.º 3610

ORIENTADOR: Doutor José Pedro Duarte Fonseca

Mindelo, Julho de 2020

RESUMO

A procura de estratégias de produção de energia local, diversificação do sector energético, bem como a conscientização da sustentabilidade é, na atualidade, uma área de bastante interesse devido ao aumento exponencial do consumo de energia, maioritadamente de origem fóssil, e dos problemas a este associado.

A produção descentralizada de energia tem revelado ser uma ótima alternativa no combate a esses problemas. Tem a particularidade de trazer imensos benefícios a nível económico e ambiental. Assim, nas últimas décadas esta alternativa tem registado um crescimento acelerado, alavancando o uso de placas solares fotovoltaica para a produção de energia, a nível mundial.

O presente projeto teve como objetivo a elaboração e/ou dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico conetado a rede de energia pública, direcionada a uma instituição académica pública, Escola Secundária Abílio Duarte, na cidade da Praia.

Numa fase do projeto fez o levantamento e análise do consumo energético da escola, através de faturas, referente aos 7 últimos meses do ano de 2018 e os 5 primeiros meses do ano de 2019. Nesta etapa, verificou-se um consumo significativo para o sector da iluminação, que pode ser melhorada com uma boa gestão e eficiência energética.

Feito isto, o projeto foi dimensionado manualmente e simulado no Software SUNNY DESIGN. Foi considerada uma potência de 11,82 kWp. A produtividade anual para o sistema dimensionado é de 23.323 kWh, o que representa uma redução de 77,8 %, da energia anual fornecida pela concessionária local. O projeto conta com 32 módulos de 370 Wp e 1 inversor de 15 kW. O mesmo revelou ser sustentável e viável, reduzindo uma quantidade significativa de gases poluentes. O custo inicial para o projeto é de 2.190.748 \$00, com um retorno do investimento em cerca de 5 anos, para um sistema cuja vida útil é estimado para 25 anos.

Palavras-chaves: Sistema solar fotovoltaico, produção descentralizada, energia fotovoltaica, sustentabilidade.

ABSTRACT

The search for local energy production strategies, diversification of the energy sector, as well as awareness of sustainability is currently an area of great interest due to the exponential increase in energy consumption, mostly of fossil origin, and the problems related to this. Decentralized energy production has proven to be a great alternative in combating these problems. It has the particularity of bringing immense economic and environmental benefits. Thus, in the last decades this alternative has registered an accelerated growth, leveraging the use of photovoltaic solar panels for energy production, worldwide. The present project had as objective the elaboration and / or dimensioning of a photovoltaic solar system connected to the public energy network, directed to a public academic institution: Escola Secundária Abílio Duarte, in Praia.

In one phase of the project, it surveyed and analysed the school's energy consumption, through invoices, referring to the last 7 months of 2018 and the first 5 months of 2019. In this stage, there was a significant consumption for the sector lighting, which can be improved with good energy management and efficiency.

The project was manually sized and simulated in the SUNNY DESIGN Software. A power of 11,82 KWp was considered. The annual productivity for the dimensioned system is 23323 kWh, which represents a 77,8 % reduction in the annual energy supplied by the local concessionaire. The project has 32 modules of 370 Wp and 1 inverter of 15 kW. It proved to be sustainable and viable, reducing a significant amount of polluting gases. The initial cost for the project is 2190748 \$00 for a system whose useful life is 25 years.

Keywords: Photovoltaic solar system, decentralized production, Photovoltaic energy, sustainability

“O paradigma energético do futuro tem a produção descentralizada como um dos seus principais trunfos.”

(Jeremy Rifkin)

“O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis.”

(José de Alencar)

AGRADECIMENTOS

A conclusão desse trabalho e/ou mais essa etapa de vida não seria possível sem a ajuda de muitas pessoas, que de alguma forma colaboraram para o seu desenvolvimento. Com carinho, agradeço:

Primeiramente a minha mãe, Maria de Fátima Sousa Cardoso, pela educação, dedicação, apoio, conselhos e incentivos transmitidos ao longo da vida. Pelo esforço, pela mulher guerreira, batalhadora e incansável que é. Sem o apoio dela, o culminar de mais essa etapa seria quase que impossível. Muito obrigado MÃE!

À Ficase por me ter concebido a oportunidade de frequentar o curso, arcando com o custo da propina durante os 4 anos de estudo. À Escola Secundária Abílio Duarte por me ter concebido o espaço para a realização do caso de estudo. E ao professor, Odair Teixeira, pela atenção e disponibilidade no levantamento dos dados.

Ao professor Doutor José Pedro Fonseca, meu orientador, agradeço a ajuda e a colaboração prestada para a realização do trabalho.

Aos meus irmãos e cunhados pelo carinho, apoio e incentivo prestado.

Aos colegas, principalmente, Kelvin Rodriguês, William Lopes, Sténio Sousa por toda a ajuda e companheirismo, principalmente nos momentos de sufoco. Sucessos!

Ao engenheiro Yannir Fortes, por todo o conhecimento transmitido e suporte prestado durante a realização do trabalho.

E não menos importante, à minha amiga, Emeline Maurício, por todo o carinho, amizade, apoio e encorajamento na realização desse trabalho. Muito obrigado!

Agradeço à todos aqueles que, de uma forma ou outra me acompanham nessa caminhada

Índice Geral

CAPÍTULO I. INTRODUÇÃO.....	14
1. Introdução.....	14
i. Objetivo geral.....	16
ii. Objetivos específicos.....	16
2. Justificativa.....	17
3. Metodologia.....	17
4. Estrutura do trabalho.....	18
CAPÍTULO II. ESTADO DA ARTE.....	19
1. Enquadramento das energias renováveis em Cabo Verde.....	19
2. Recurso solar em Cabo Verde.....	21
3. Legislação da Microgeração.....	22
4. Energia solar fotovoltaica.....	25
i. Radiação solar.....	25
ii. Geometria Terra – Sol.....	27
5. Tecnologia solar fotovoltaica.....	29
i. Breve história.....	29
ii. Efeito fotovoltaico – princípio de funcionamento.....	30
iii. Células Fotovoltaicas.....	32
iii. Modelo matemático da célula Solar.....	35
iv. Efeito de temperatura.....	40
iv. Componentes de um SFCR.....	41
v. Tipo de sistemas fotovoltaicos.....	46
6. Dimensionamento SFCR.....	48
i. <i>Software</i> de simulação.....	59
CAPÍTULO III. ESTUDO DE CASO.....	60
1. Localização e descrição do local de estudo.....	60
2. Dados climáticos do local.....	61
3. Caracterização dos consumos e custos energéticos anuais da instituição.....	62
i. Análise do consumo de energia elétrica.....	62

ii. Tarifário	64
iii. Caraterização da instalação elétrica	65
4. Dimensionamento do sistema fotovoltaico.....	69
5. Resultados de simulação no software – Sunny Design	73
CAPÍTULO IV. ANÁLISE ECONÓMICA E AMBIENTAL.....	77
1. Análise da viabilidade económica.....	77
i. Método de análise do investimento	77
ii. Resultados.....	79
2. Aspetos ambientais.....	82
CAPÍTULO V – MANUTENÇÃO E CONCLUSÃO.....	84
1. Manutenção.....	84
i. Manutenção preventiva	84
ii. Manutenção corretiva	85
2. Conclusão	86
Referências bibliográficas	88
Apendice.....	91
ANEXOS.....	92

Índice de figuras

Figura 1: Evolução dos preços do módulo 2010-2020	15
Figura 2: Potencial renovável por tecnologia em Cabo Verde.....	20
Figura 3: Estratégia para atingir os 54% ER	21
Figura 4: Potencial solar das ilhas	22
Figura 5: Componentes da radiação incidente na Terra.....	26
Figura 6: Órbita da Terra descrita pelo movimento Terra-Sol.....	27
Figura 7: Ângulos solares (β, γ, γ_s e θ) e inclinação da superfície	28
Figura 8: Produção de eletricidade por radiação solar sobre uma célula fotovoltaica.....	31
Figura 9: Hierarquia da célula solar.....	32
Figura 10: Principais células FV.....	34

Figura 11: Circuito equivalente de uma célula solar de junção p-n.....	36
Figura 12: Curva característica I-V e P-V de uma célula FV de silício cristalino	39
Figura 13: Influência da irradiância solar na curva I-V de uma célula FV de silício cristalino de 25°C.....	40
Figura 14: Efeito da temperatura na célula FV.....	41
Figura 15: Variação da tensão com a corrente (ligação série).....	43
Figura 16: Variação da corrente com a tensão (ligação paralela).....	43
Figura 17: Ligação mista.....	44
Figura 18: Representação esquemática das diferentes tipologias de ligação do inversor....	45
Figura 19: Sistema FV ligado à rede.....	46
Figura 20: Sistema fotovoltaico offgrid com armazenamento. Fonte: Google imagens	47
Figura 21: Sistema FV híbrido	48
Figura 22: Topologia do terraço	60
Figura 23: Irradiação solar local.....	61
Figura 24: Evolução dos consumos de energia elétrica e potência contratada.....	63
Figura 25: Caracterização da iluminação e respetiva emissão de CO ₂	66
Figura 26: Percentagem por tipo de lâmpadas	67
Figura 27: Potência instalada por tipo de lâmpada.....	67
Figura 28: Repartição do consumo por sector.....	68
Figura 29: Módulo FV m-Si.....	70
Figura 30: Inversor do sistema FV	71
Figura 31: Geração Anual de energia	74
Figura 32: Diagrama de carga	75
Figura 33: Consumo atual,	76
Figura 34: Fluxo de Caixa.....	80
Figura 35: Fluxo de Caixa do SFCR atualizado acumulado	81

Índice de Tabelas

Tabela 1: Eficiência das principais células do mercado FV	35
Tabela 2: Principais dados técnicos do módulo.....	51
Tabela 3: Contabilização da energia no edifício	62
Tabela 4: Tarifas de eletricidade.....	64
Tabela 5: Consumo por setor.....	68
Tabela 8: Energia injetada na rede.....	76
Tabela 9: Estimativa do investimento inicial	78
Tabela 10: Geração, Poupança e substituição de equipamentos durante a vida útil do sistema	81
Tabela 11: Principais tarefas de manutenção a executar.....	84

Siglas e abreviaturas

AVAC – Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado

a-Si – Silício amorfo

CA – Corrente Alternada

CdTe - Telureto de cádmio

CIGS – Cobre-Índio-Gálio

CIS – Disseleneto de Cobre Índio

C-Si – Silício Cristalino

DC – Corrente Contínua

ER – Energias Renováveis

ESAD – Escola Secundária Abílio Duarte

eV – Eletrão volt

FF – Fator de Forma

FV – Fotovoltaico

GaAs – Arseneto de Gálio

GWh – Giga watt-hora

HPS – Horas de Sol Pleno

Icc – Corrente de Curto-circuito

Imáx – Corrente máxima

InP – Fosforeto de Índio

kWh – Kilowatt-hora

ME – Ministério da Educação

MICE – Ministério das Indústria, Comércio e Energia

MPPT – Ponto de Potência Máxima

m-Si – Silício monocristalino

MW – MegaWatt

N – Negativo

On Grid – Sistema conetado à rede pública

Off Grid – Sistema isolado à rede pública

P – Positivo

PERCV – Plano de Energia Renovável de Cabo Verde

PV – Painel fotovoltaico

p-Si – Silício policristalino

SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede

STC – Standart Test Condition

Vca – Tensão Circuito Aberto

V_{máx} – Tensão Máxima

ZDER – Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis

W/m² – Watt por metro quadrado

Wp – Watt pico

CAPÍTULO I. INTRODUÇÃO

1. Introdução

A energia assume um papel essencial no desenvolvimento económico de um país, sendo uma área fundamental para o seu desenvolvimento, progresso e competitividade. Entretanto, a produção de energia envolvendo os recursos não renováveis está a tornar-se insustentável e terá de ser substituída gradualmente por fontes de energias renováveis. Neste contexto, governantes das grandes potências do mundo definiram planos de ação e cooperação entre os países. Exemplos disto, é o protocolo de Kyoto e o acordo de Paris, com o objetivo de definir estratégias e mecanismos de desenvolvimento que visam a redução dos gases poluentes e a transição energética.

Após a revolução industrial o consumo de energia triplicou e este aumento da demanda energética, associada com a redução de oferta de combustíveis fósseis e as preocupações ambientais, mobilizou a comunidade científica a pesquisar e desenvolver fontes alternativas de energia (PEREIRA, 2006). Nesse cenário, o aproveitamento da energia fornecida pelo sol, fonte limpa e gratuita de energia, apresenta como uma das formas mais promissoras de contornar esse problema.

Os sistemas fotovoltaicos apresentam vantagens de poderem ser facilmente dimensionados para satisfazer a potência exigida por diferentes tipos de carga. Além disso, estes podem ser instalados nos mais variados lugares, através de sistemas isolados, fornecendo energia elétrica em zonas rurais com uma deficiente estrutura a nível de redes elétricas, ou em locais mais desenvolvidos, integrando a produção de energia elétrica em edifícios de serviços, habitações e indústrias. A energia solar fotovoltaica destaca-se graças à sua baixa emissão de poluentes, necessidade de pouca manutenção e principalmente por gerar energia localmente, não necessitando de linhas de transmissão que provocam perdas e impactes ambientais e são adaptáveis aos variados tipos de telhados. Além disso, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, não fazendo uso de baterias, constituem a aplicação de energia solar fotovoltaica que tem apresentado a maior taxa de crescimento anual no mundo (PRADO JR., 2004) citado por, (SCHEIBLER, 2015).

Embora as energias renováveis, inicialmente, revelam ser mais cara, estes tornam-se mais competitivas à medida que se expandem, sendo a competitividade resultante da redução dos custos, devido ao ganho de escala e dos avanços tecnológicos. Com o avanço tecnológico e o aumento da procura das placas fotovoltaicas, o custo que, outrora, inviabilizava a sua aplicação a larga escala tem vindo a decrescer, expandindo assim a sua utilização nas mais diversas áreas. Com isto, muitos países foram concedidos muitos incentivos à geração de energia elétrica utilizando, principalmente, os sistemas fotovoltaicos conectados a rede (SFCR). A figura ilustra a evolução do preço do módulo na última década.

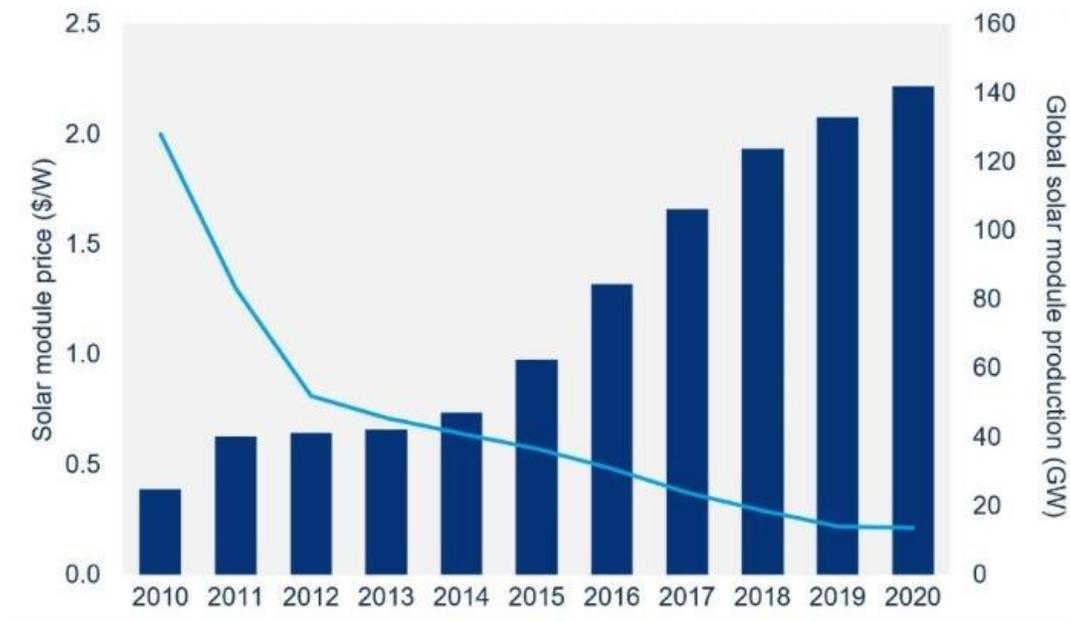


Figura 1: Evolução dos preços do módulo 2010-2020

Fonte: Portal das energias.com

Como resultado, a capacidade fotovoltaica instalada mundialmente aumentou significativamente. Na última década, as instalações solares a nível mundial cresceram mais de 6 vezes, tendo passado de 16 GW em 2010 para 105 GW em 2019 (Portal das Energias).

Cabo Verde, com todo o recurso solar disponível, a maior aderência aos SFCR representa uma ótima alternativa para mitigar problemas como, os avultados custos com importação de combustíveis fósseis e sua distribuição entre ilhas, expansão e manutenção das centrais

térmicas, perdas na rede, cortes frequentes de energia, bem como os fraudes e furtos de energias. De reitar que a incidência solar aqui é elevada e maior que muitos países, como Portugal, que apresenta índice de produção muito mais elevado que Cabo Verde. Neste âmbito, uma maior capacidade de planeamento e investimento nesse sector, torna-se de extrema importância para o desenvolvimento do país.

i. Objetivo geral

O objetivo deste trabalho é elaborar e/ou dimensionar um sistema de geração de energia elétrica a partir da radiação solar utilizado placas fotovoltaica destinado a uma escola pública. Pretende-se demonstrar que esta é uma alternativa para se alcançar, de forma gradual, a autonomia energética das instituições académicas nacional.

ii. Objetivos específicos

Para alcançar o objetivo geral, impõe-se tais objetivos específicos:

- Realizar o levantamento e análise histórica do consumo energético no periodo de um ano;
- Mostrar a contribuição da tecnologia fotovoltaica para a sustentabilidade em Cabo Verde;
- Dimensionar o sistema de produção de energia fotovoltaica;
- Estudar os impactes ambientais proveniente do sistema;
- Desenvolver uma cultura de produção de energia elétrica utilizando o recurso natural, Sol;
- Estudar a viabilidade económica do projeto.

2. Justificativa

A crescente demanda e a dependência de energia elétrica aliada a fontes não renováveis e a questão ambiental, que é uma das prioridades do mundo atual, impulsionou um acréscimo nos investimentos de projetos de responsabilidade sócio-ambiental e económico. Pois, as fontes não renováveis, que são responsáveis pela maior parte a energia mundial consumida, são fontes finitas que podem colocar em risco o futuro da matriz energética mundial. Essas exigências fez com que o Homem busca alternativas viáveis e menos poluidores. Sendo Cabo Verde um país bastante dependente da importação externa de combustíveis fósseis e de fraca economia torna-se crucial a aposta na energia solar fotovoltaica, sabendo que o recurso sol é o maior recurso energético e das melhores fontes alternativas existentes do país.

Dado a importância que as fontes alternativas desempenham na atualidade, despertou em mim o interesse de desenvolver este estudo, em prol de uma energia limpa, segura e com foco no desenvolvimento sustentável. A escolha dessa tecnologia justifica-se, também, pela crescente utilização das células fotovoltaicas na geração de energia elétrica, além de que o horário de pico de demanda da instituição coincidir com horários nos quais há maior incidência solar.

3. Metodologia

O presente trabalho foi realizado mediante uma revisão bibliográfica dos documentos de acordo com a temática proposta, utilização da tecnologia solar fotovoltaica como fonte geradora de energia elétrica, e um estudo no terreno de implementação do projeto. O local de implementação é uma escola pública na ilha de Santiago, onde se fez o levantamento do consumo dos equipamentos elétricos, levantamento de faturas elétrica, dados referentes a insolação local e aspectos bioclimáticos da região, técnicas de implementação de sistemas fotovoltaicos, impactes causado no conforto ambiental do edifício e de modo em geral, eficiência e vantagens do sistema, viabilidade económica, e influência da tecnologia no ambiente escolar. Por fim, fez a simulação do sistema fotovoltaico *Software online Sunny Design*, que proporciona todas as ferramentas necessárias para o seu correto dimensionamento.

A proposta deste trabalho consiste na adoção da aplicação do sistema fotovoltaico interligado a rede elétrica pública, tendo em análise os elevados riscos que as baterias representam para o ambiente, bem como o seu elevado custo e tempo de vida útil reduzida.

4. Estrutura do trabalho

O trabalho encontra-se estruturado em cinco (5) capítulos, em que:

Capítulo 1 – O presente capítulo faz uma introdução ao trabalho, os objetivos gerais e específicos, a justificativa do tema, metodologia e estrutura do trabalho.

Capítulo 2 – Apresenta o estado da arte, onde aborda o enquadramento das energias em Cabo Verde, a legislação de Microgeração, a energia solar fotovoltaica e as principais tecnologias e aplicações fotovoltaicas.

Capítulo 3 – Aborda o estudo de caso, onde faz a apresentação da local, análise das condições de área de implementação do painel solar, do perfil de consumo, principal sector consumidor de energia e das condições climáticas local, dimensionamento e Simulação do projeto fotovoltaico no Software *online* Sunny design.

Capítulo 4 – Faz a análise da viabilidade económica e do impacte ambiental do projeto.

Capítulo 5 – Neste último capítulo, fala-se da operação, bem como técnicas de manutenção do projeto e conclusão referente ao trabalho, apresentando algumas sugestões de trabalhos futuros.

CAPÍTULO II. ESTADO DA ARTE

1. Enquadramento das energias renováveis em Cabo Verde

A temática das energias renováveis tem assumido um papel crucial no discurso político nacional. Cabo Verde almeja muito a inserção das energias renováveis na matriz elétrica, designadamente na componente de utilização para a produção de eletricidade, onde se pretende uma participação de 54% até o ano 2030 (MICE, 2019). Um dos eixos em que assentam esses objetivos é o reforço da aposta nas energias renováveis de igual modo que reduz a dependência energética face ao exterior e leva energia até as regiões remotas, ainda sem eletricidade.

Conforme o Plano Director de Energia, as energias renováveis incluem solar fotovoltaica, solar térmica, eólica, biomassa, geotérmica, hidroelétrica, biocombustíveis, ondas e marés.

Cabo Verde é um Arquipélago rico em recursos renováveis. Os estudos realizados identificaram um potencial superior a 2.600 MW de energias renováveis, com particular ênfase para o recurso solar, cujo potencial atinge os 2.068 MW. Este elevado potencial está associado à identificação de um conjunto de Zonas de Desenvolvimento de Energias Renováveis (ZDER), que representam apenas 2,4% do território, demonstrando o enorme potencial do recurso solar em Cabo Verde, (MTIE).

Para além do potencial solar, outros recursos renováveis foram estudados. O potencial da energia do vento, recurso mais económico, está estimado em 306 MW com custos inferiores a metade do custo do diesel e óleo combustível, tendo sido estudados mais de 650 MW em projetos considerados ZDER. Atualmente outras fontes estão sendo exploradas como os resíduos sólidos urbanos, centrais hidroelétricas de bombagem pura, enquanto que as ondas, marés e a geotermia apresentam uma elevada incerteza associada à tecnologia e ao próprio recurso. Entretanto, foi identificado um potencial relevante para implementação dessas fontes, no total de 235,5 MW, conforme a Figura 2 (MTIE, 2011).

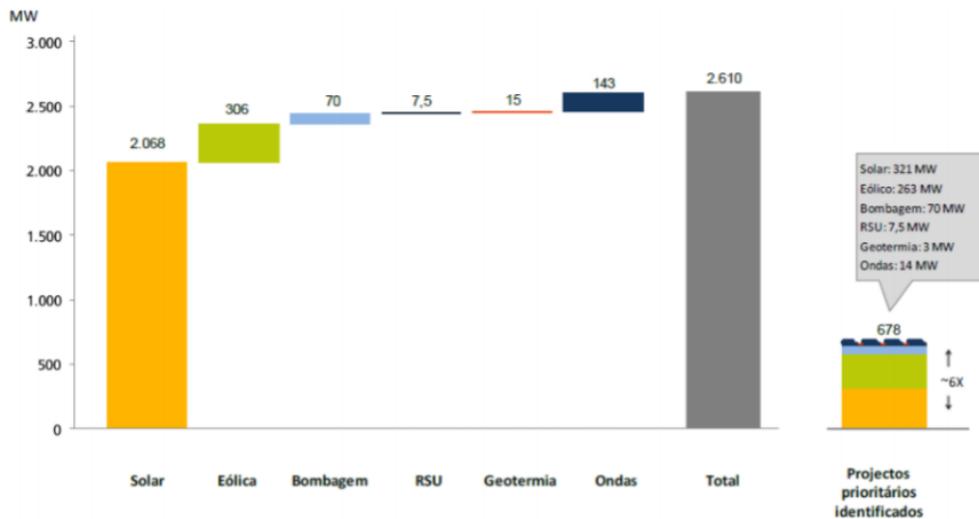


Figura 2: Potencial renovável por tecnologia em Cabo Verde

Fonte: Plano Director de Energia

Como se pode observar, o país não só beneficia de excelentes potenciais como a eólica e solar, como também apresenta grande potencial de energia dos oceanos (marés, ondas, etc.). Entretanto, essas fontes de energia ainda necessitam de estudos de investigação e desenvolvimento para permitir que Cabo Verde, faça o uso, no futuro, destas fontes energéticas (PERCV, 2011). De acordo com o mesmo, a maioria das ilhas não apresentam potencial de produção de energia hidroelétrica, devido essencialmente ao reduzido escoamento anual médio e baixos desníveis face ao nível da água do mar. Assim como os projetos hídricos, as centrais para a valorização energética de resíduos foram identificadas apenas nas ilhas de Santiago, particularmente na cidade da Praia, e em S. Vicente, uma vez que as restantes ilhas não apresentam uma produção de resíduos suficientes (GESTO, 2011). Por outro lado, a Caldeira, localizada na ilha do Fogo, foi a única identificada com algum potencial para a existência de recursos geotérmicos, e pode ser umas das formas mais competitivas de produzir energia em Cabo Verde.

Perante ao rigor que este estudo demonstrou e a ambição o Governo de Cabo Verde de alcançar a meta dos 54% de energia renovável na matriz elétrica até 2030, estabeleceu um cronograma de implementação faseada, que visa atingir uma capacidade instalada total de

geração renovável de 251 MW, para além de mais 615 MWh de capacidade de armazenamento, conforme mostra a figura 3.

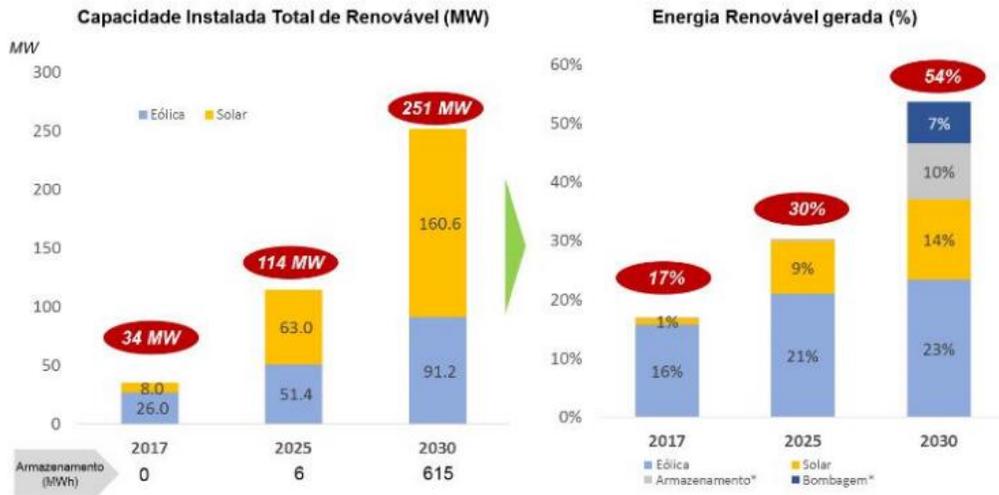


Figura 3: Estratégia para atingir os 54% ER

Fonte: Plano Director de Energia

Esta estratégia prevê a instalação de mais de 150 MWp de energia FV e mais 60 MW de energia eólica.

2. Recurso solar em Cabo Verde

O sol, maior recurso energético em Cabo Verde, foi alvo de um estudo realizado no âmbito do Plano de Energia Renovável de Cabo Verde (PERCV). Este teve como propósito avaliar o potencial solar no território. Para tal, foi elaborado um mapeamento solar, como ilustra a figura abaixo.

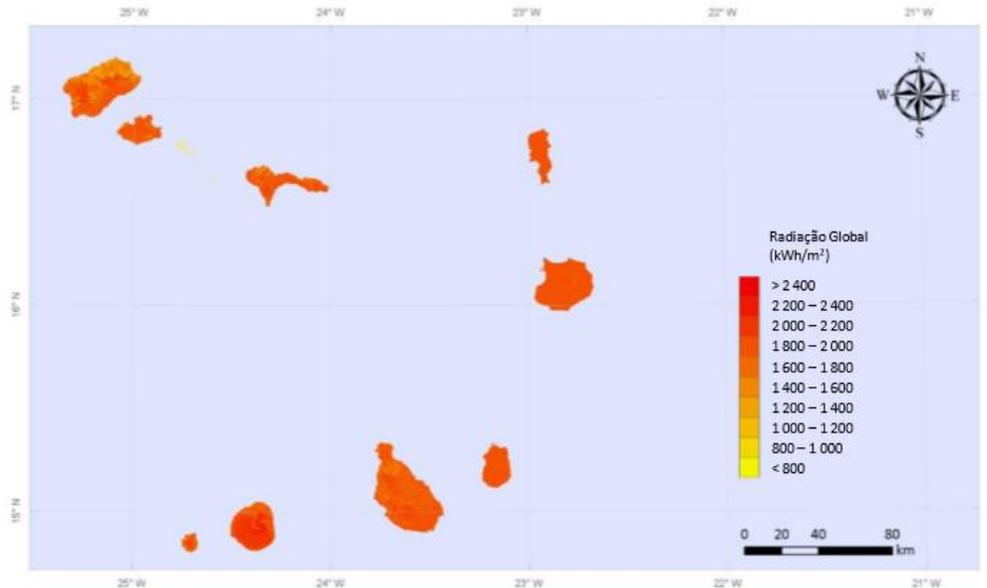


Figura 4: Potencial solar das ilhas

Fonte: PERCV (2011)

De acordo com o estudo feito conclui-se que, em termos de média anual, grande parte do território apresenta uma radiação global entre os 1800 e 2000 kWh/m²/ano, para a inclinação e exposição natural do terreno. Quanto ao número de horas de insolação mais que metade do território apresenta um potencial de mais de 3750 h de sol por ano. Nesse cenário, foi identificada as áreas mais propícias em cada uma das ilhas para o desenvolvimento de projetos fotovoltaicos. A radiação global horizontal é de 2130 kWh/m²/ano, bastante superior às máximas radiações globais em plano horizontal na Europa, se encontra na ordem dos 1800 kWh/m²/ano, (PERCV, 2011).

3. Legislação da Microgeração

Com o objetivo de incentivar a prática da produção de energia descentralizada e, gradualmente, aumentar o contributo das energias renováveis na matriz energético, o governo de Cabo Verde fez publicar o Decreto- Lei n° 54/2018, de 15 de Outubro, atualizada do Decreto-Lei n° 1/2011, de 3 de Março.

i. Regime para microprodução

Segundo o artigo 57 do Decreto-lei /2018, a unidade de microprodução com potência instalada inferior a 400W carecem de registo prévio à instalação no sistema de registo de microprodutores, SRM. Uma unidade com mais de 400W deve ser integrada no local da instalação elétrica de utilização respeitando os seguintes critérios:

- Ter uma potência de ligação à rede igual ou inferior a 100 kW;
- Produzir anualmente um valor igual ou inferior a 100% do consumo anual em kWh;

Para consumidores não residenciais, a direção nacional da indústria, comércio e energia, em concertação com a concessionária, pode autorizar limites de potência de ligação superiores ao definido anteriormente, desde que o nível de consumo de energia das atividades do micro produtor assim o justificar.

No caso das instalações com potência instalada superior a 400W, a validação do registo é suficiente para autorizar o início da instalação da central de microprodução sendo a veracidade das informações prestadas no momento do registo verificadas apenas no momento de inspeção.

As instalações com potência instalada superior a 400W devem ter um projeto assinado por um técnico responsável por instalações elétricas de serviço particular disponível no momento da inspeção e o registo da instalação só é válido após o pagamento de uma taxa a estabelecer que caduca no prazo de 6 meses se não for solicitada a inspeção da instalação.

ii. Registo da instalação

Conforme o artigo 59 do mesmo Boletim oficial, todas as entidades instaladoras, empresários em nome individual ou sociedades comerciais, que pretendem exercer a atividade de instalação de unidades de microprodução devem proceder ao seu registo no sistema de registo de microprodução, SRM, mediante o preenchimento de formulário eletrónico disponibilizado no site da internet do departamento governamental responsável pela área de energia ou da entidade delegada ou através de outro meio a acordar com a entidade responsável pelo SRM.

iii. Inspeção

O artigo 60 refere que o microprodutor deve solicitar a emissão de certificado de exploração e ligação à rede através de um formulário sendo-lhe atribuído um técnico ou entidade certificadora, e as instalações com potências instaladas inferiores ou iguais a 400W estão isentas de inspeção desde que a instalação seja realizada utilizando equipamentos certificados.

O pedido de inspeção pela entidade certificadora só é válido após o pagamento do valor estipulado na tabela de preços constante do anexo 2 ao presente diploma, acrescidos do IVA. Sendo que, estes preços são atualizados anualmente de acordo com a taxa de inflação por despacho do Diretor Nacional da Indústria, Comércio e Energia.

iv. Ligação à rede

De acordo com o artigo 61, as instalações de microprodução com potência instalada inferior ou igual a 400W, executadas utilizando equipamentos certificados e instaladores acreditados podem ser ligadas na instalação elétrica de utilização logo após a instalação, dispondo de um mês após a instalação para realizar o seu registo no SRM.

No caso de potências instaladas superiores 400W, a entidade certificadora, no prazo máximo de 5 dias úteis após a emissão do certificado de exploração, regista a instalação de microprodução do SRM e comunica o pedido de ligação à rede à concessionária da rede de transporte e distribuição.

v. Contagem de eletricidade

O artigo 62 impõe que o excesso produzido por instalações de potências inferiores a 400W injetado não tem contagem, e como tal, não tem direito a qualquer compensação. Contudo, para instalações com mais de 400W, é necessário o uso de contadores bidirecionais.

Não é aplicável aos produtores de unidades de microprodução renovável a obrigação de fornecimento de energia reativa.

vi. Energia reativa

Os produtores no regime geral devem, nos períodos fora do vazio, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa à rede de uma quantidade de energia reativa a estabelecer pela Agência reguladora de energia, ouvida a concessionária da rede de transporte e distribuição e os produtos. Contudo, os produtores com base em energia solar estão isentos da obrigação prevista no número anterior.

A energia reativa em déficit nas horas fora do vazio e a fornecida nas horas de vazio são pagas pelo produtor aos preços fixados no tarifário relativo ao nível de tensão de interligação para, respetivamente, a energia reativa indutiva e a energia reativa capacitiva.

vii. Limites de potência

A potência aparente nominal total de cada centro eletroprodutor, não pode exceder:

- 10 kVA quando a interligação é feita com a rede pública de baixa tensão;
- 20 000 kVA, quando a interligação é feita em média ou alta tensão, para instalações de auto-produção.

4. Energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é definida como a energia gerada através da conversão direta da radiação solar em eletricidade, por meio de um dispositivo conhecido como célula fotovoltaica que atua utilizando o princípio do efeito fotovoltaico (IMHOFF, 2017).

i. Radiação solar

A radiação solar é entendida como ondas que se podem propagar no ar, na água, no vidro, bem como no vácuo (AYRÃO, 2018). A superfície da Terra recebe anualmente um valor aproximado de $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar. Este valor é 10 mil vezes superior ao consumo mundial anual de energia. Utilizando a energia solar é necessário apenas 0,01% da quantidade de radiação solar que atinge a superfície da terra para satisfazer a necessidade energética da humanidade (GREENPRO, 2004).

A radiação solar é interferida por condições climáticas e atmosféricas, através de fenómenos de reflexão, absorção e dispersão, fazendo com que apenas uma parte da radiação atinge a Terra. Assim, o nível de radiação que atinge a superfície terrestre é, aproximadamente, 1367 W/m^2 . Neste cenário, o total da radiação solar sobre um corpo localizado no solo é a soma das componentes direta, difusa e refletida, representadas na figura 5.

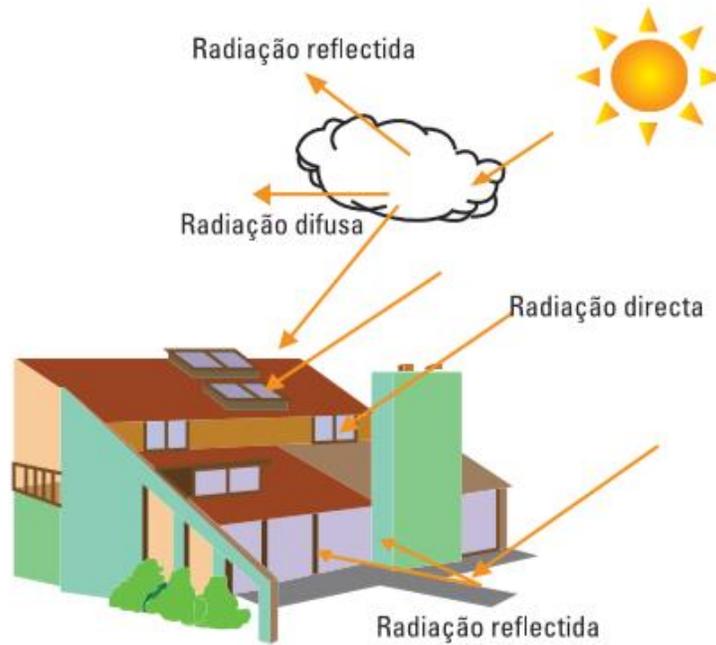


Figura 5: Componentes da radiação incidente na Terra

Fonte: Pereira e Oliveira (2015)

Em que, segundo OVELHAS (2008) assim são definidas: (a) Radiação direta – corresponde a parcela da radiação solar incidente no recetor aquando em linha reta com o sol, ou seja, quando atinge diretamente a superfície terrestre. (b) Radiação difusa – a parcela de energia radiante proveniente das demais direções resultante da ação da difração da radiação incidente nas nuvens, nevoeiro, poeiras suspensas na atmosfera e outros obstáculos atmosféricos. (c) Radiação refletida no albedo: corresponde a radiação refletida por uma superfície em relação ao total da energia nela incidente.

ii. Geometria Terra – Sol

A Terra realiza um movimento anual ao redor do Sol, com uma pequena excentricidade ($\varepsilon = 0,017$), chamado de translação e também ao redor do seu próprio eixo chamado de rotação, dando origem as diversas estações do ano. O ponto em que a Sol se encontra mais próximo da Terra é no perihelio (0.983 ua). Devido a variação da distância entre a Terra e o sol ao longo do ano, a quantidade de radiação solar interceptada pela Terra varia, também, nesse mesmo intervalo, conforme ilustra a figura 6.

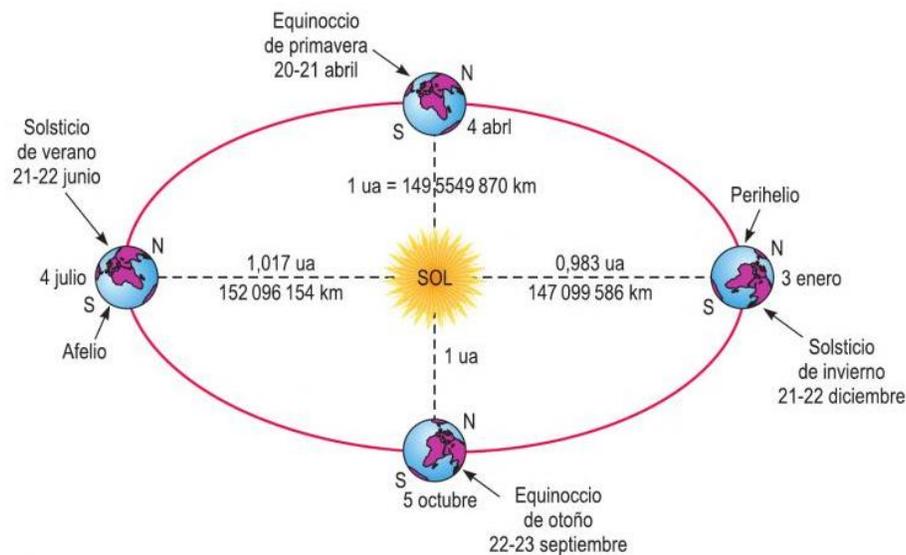


Figura 6: Órbita da Terra descrita pelo movimento Terra-Sol

Fonte: Miguel Vallina (2010)

A declinação solar (δ_s) varia de $-23,45^\circ$ e $+23,45^\circ$ nos solstícios de inverno e verão, respetivamente. Nos equinócios de primavera e de outono a declinação é de 0° , pois os raios solares se alinham com o plano do equador (PINHO; GALDINO, 2014).

A declinação solar pode ser calculada para qualquer dia do ano (n) através da equação (1) (MORAIS, 2009):

$$\delta_s [^\circ] = 23,45 \sin \left(360 \times \frac{284 + n}{365} \right) \quad (1)$$

Segundo o mesmo autor, devido a pequena excentricidade da órbita da Terra e a sua inclinação, o tempo é calculado usando a equação do tempo, (ET).

$$ET \text{ (minutos)} = 9,87 \sin(2B) - 7,53 \cos(3B) - 1,5 \sin(B) \quad (2)$$

Sendo:

$$B(^\circ) = \frac{360(n - 81)}{364} \quad (2.1)$$

De modo a tirar o maior proveito da energia oriunda do sol, torna-se necessário conhecer alguns ângulos (inclinação da superfície, a declinação solar, a latitude do local, o ângulo azimutal) que definem a relação geométrica Sol-Terra. Estes se encontram ilustrados na figura 7.

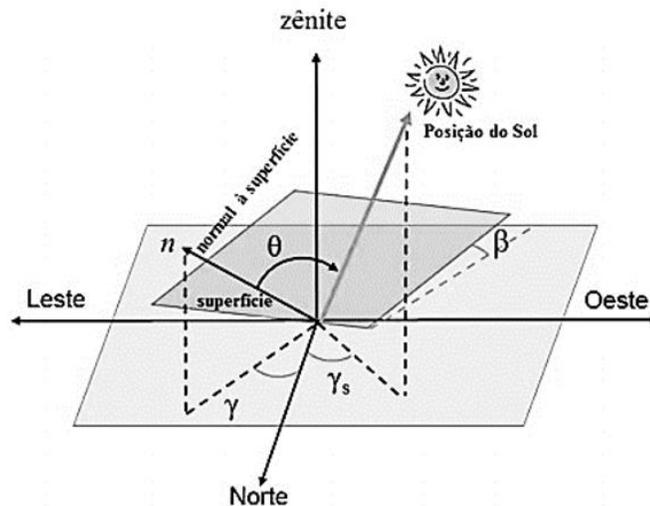


Figura 7: Ângulos solares (β, γ, γ_s e θ) e inclinação da superfície

Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Segundo PINHO e GALDINO (2014) o ângulo zenital (θ_Z) é o ângulo formado entre os raios solares e a vertical local. A inclinação da superfície de captação (β) é o ângulo compreendido

entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal. O ângulo azimutal da superfície solar (γ) é estimado a partir da projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. E o ângulo de incidência (θ) é o formado entre os raios solares e a normal à superfície de captação, sendo obtido através da equação (3) (PINHO; GALDINO, 2014):

$$\begin{aligned} \cos\theta [^\circ] = & \sin\delta. \sin\phi. \cos\beta - \sin\delta. \cos\phi. \sin\beta. \cos\gamma + \cos\delta. \cos\phi + \cos\beta. \cos\omega \\ & + \cos\delta. \sin\phi. \sin\beta. \cos\gamma. \cos\omega + \cos\delta. \sin\beta. \sin\gamma. \sin\omega \end{aligned} \quad (3)$$

Para além destes, há o ângulo horário do Sol (ω) cujo valor é nulo quando o horário solar local é meio-dia. Considerando que a cada hora a Terra gira 15° (equivalente a $360^\circ/24$), então o ângulo horário é obtida a partir da equação (6) (MORAIS, 2009).

$$\omega [^\circ] = 15(12 - T) \quad (4)$$

onde, T é o horário solar no local considerado (T varia entre 0 e 24h).

5. Tecnologia solar fotovoltaica

i. Breve história

Segundo (CAMARA, 2011), em 1839, Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico em células eletrolíticas. Passado algum tempo em 1873, Smith descobriu a fotocondutividade no selênio. Inicialmente, o desenvolvimento dessa tecnologia apoiou-se na busca, por empresas do setor de telecomunicações, de fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas. E o segundo agente impulsionador foi a “corrida espacial”.

Em 1877 foi concebida a primeira célula fotovoltaica de semicondutor por dois norte-americanos, W.G. Adams e R. E. Day, ao cobrir o selênio com uma camada ultrafina de ouro. Os dispositivos de Adams e Day mostraram-se muito ineficientes, transformando menos de 1% da luz absorvida em energia elétrica (VALLÊRA e BRITO, 2006). Apesar da baixa eficiência de conversão, nos finais do século XIX o engenheiro alemão Werner Siemens comercializou as células de selênio como fotômetros para máquinas fotográfica.

Após alguns anos, em 1905, Albert Einstein, veio explicar o efeito fotoelétrico da célula, revolucionando a história da energia fotovoltaica. Esse estudo levou ao desenvolvimento da primeira célula de silício, em 1954, por G.L.Pearson, Daryl Chapin e Calvin Fuller. Com a área 2 cm^2 e eficiência de 6%, a célula gerava uma potência de 5 MW e tinha como aplicação especial a produção de eletricidade no espaço. Com melhorias no processo de fabricação e operação do dispositivo, a eficiência (célula violeta) chegou a 14% em 1960.

Com crise petrolífera de 1973, renovou e ampliou o interesse em aplicações terrestres, com súbitos investimentos em programas de investigação para reduzir os custos de produção da célula. Em 1982, a produção da indústria fotovoltaica mundial já ultrapassava a marca de 1 MWp/ano.

Em 1998 a produção mundial de células atingiu a marca de 150 MWp, sendo o silício quase absoluto dentre os materiais utilizados. Cinquenta anos após a produção da primeira célula, em 2014, a produção ultrapassou a barreira de 1 GW de potência elétrica anual instalada, com células de eficiência na ordem de 16% (VALLÊRA; BRITO, 2006). O grande salto do desenvolvimento do mercado, observado em 2006, resultou do rápido aumento da produção da China, e que em 2009 a 2018 ocupa a liderança na fabricação de módulos.

ii. Efeito fotovoltaico – princípio de funcionamento

O efeito fotovoltaico, relatado pelo físico francês, Edmond Becquerel em 1839, consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de um material semicondutor quando são expostos à luz. Esse efeito ocorre em materiais semicondutores que se caracterizam pela presença de uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução totalmente vazia destes. A separação entre as duas bandas de energia permitidas dos materiais semicondutores é denominada banda proibida (*bandgap*, ou *gap*) e é marcada por uma energia de 1 eV.

Os átomos do silício se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Se o material for dopado com elementos como o fósforo, elemento pentavalente, haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado e ficará fracamente ligado ao seu átomo de origem. Isto permite que, com pouca energia, este

eletrão flui para a banda de condução. Diz-se assim, que o fósforo é um dopante doador de elétrons conhecido como dopante tipo n. Porém, caso o material seja dopado com elementos trivalentes, como o boro, haverá falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esse elétron em falta é denominado de lacuna. Com pouca energia térmica, um elétron da região vizinha pode passar a ocupar esta posição, fazendo com que a lacuna se desloque. Diz-se, portanto, que o boro é um dopante tipo p (CASTRO, 2011).

Com a introdução de átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, é formado o que se chama junção pn, onde é criado um campo elétrico que separa os portadores de carga que a atingem. Quando uma célula solar é exposta à luz os fótons são absorvidos pelos elétrons. Assim, quando o fóton contém energia suficiente a ligação entre os elétrons é quebrada e estes movem-se para a banda de condução e são conduzidos através do campo elétrico para a camada n. As lacunas criadas seguem para a camada p, como ilustra a figura 8.

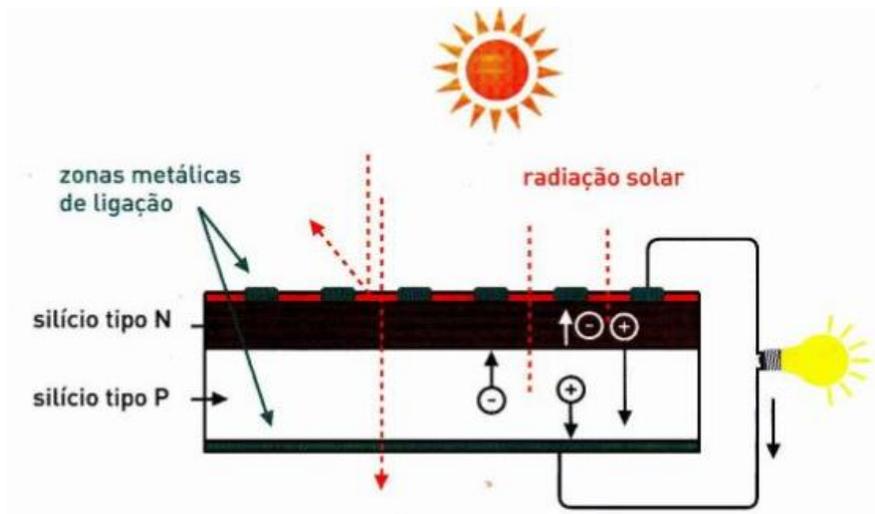


Figura 8: Produção de eletricidade por radiação solar sobre uma célula fotovoltaica.

Fonte: Moraes (2009)

Quanto maior a difusão dos portadores de carga, maior será a diferença de potencial, dado ao acúmulo de cargas na camada de depleção e o aumento da intensidade do campo elétrico. Ao conectar as duas extremidades do silício à um fio, haverá dessa forma circulação de elétrons, formando a base do funcionamento das células fotovoltaicas, assim ilustrada na figura 8.

iii. Células Fotovoltaicas

A célula fotovoltaica é a unidade básica do sistema fotovoltaico, responsável pela conversão direta da radiação solar em eletricidade produzindo, tipicamente, potências elétricas na ordem de 1,5 Wp correspondente a uma tensão de 0,5 V e uma corrente de 3 A (BAPTISTA e SANTOS, 2010). Para obter potências maiores as células são interligadas em série e/ou em paralelo formando módulos e interligando os módulos se obtém um painel fotovoltaico, como ilustra a figura 9.

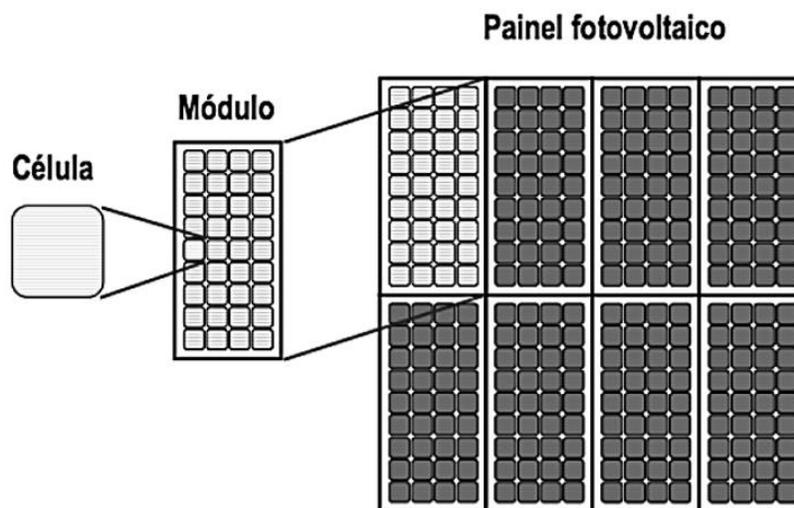


Figura 9: Hierarquia da célula solar

Fonte: Carneiro (2010)

As células FV são provenientes de tecnologias e materiais distintos. Atualmente, as células existentes no mercado FV são, geralmente, da tecnologia cristalina e película fina.

- **Silício cristalino**

O Silício Cristalino é a tecnologia fotovoltaica mais consolidada no mercado, representando cerca de 85% do mercado FV (CASTRO, 2011). Esta tecnologia é repartida em dois tipos: silício monocristalino e o silício policristalino.

As células monocristalinas (m-Si) são obtidas a partir do corte de um lingote de um monocristal de silício puro. Têm formato de finas pastilhas com espessura de 0,4 – 0,5 mm. Essas células possuem uma estrutura uniforme por ser obtidas a partir de um único cristal tornando-lhes ideal para o efeito fotovoltaico. As temperaturas envolvidas no seu fabrico são da ordem de 1400 °C, fazendo com que o consumo de energia neste processo seja extremamente intenso e dispendioso, devido a necessidade de se utilizar material em estado de pureza bastante elevada na ordem dos 99,99%, (MORAIS, 2009).

As células policristalinas (p-Si) são obtidas por meio de um lingote de silício originado por fusão de silício puro, em moldes especiais, arrefecidos lentamente e depois cortadas em finas bolachas. As células p-Si são menos eficientes, porém são mais baratas, uma vez que a perfeição cristalina é menor que a do silício monocristalino e o processamento mais simples. Nesta tecnologia, os átomos organizam-se em cristais com espaços de separação, dando origem a descontinuidade da sua estrutura molecular que dificulta o fluxo de elétrons, reduzindo assim, a potência de saída. Apesar da sua eficiência ser menor, a sua participação no mercado tem vindo a aumentar.

- **Película fina**

As células de película fina são obtidas por meio da deposição de finas camadas de material semicondutor em vidro, metal e plástico. Os materiais utilizados por essa tecnologia são o silício amorfo (a-Si), o Telureto de Cádmio (CdTe) e o Disseleneto de Cobre Índio (CIS) ou o Disseleneto de Cobre Índio Gálio (CIGS). A principal característica desta tecnologia é a alta capacidade de absorção da radiação solar tendo como consequência espessuras finas, em torno de 1µm (CASTRO, 2011). Envolve menos quantidade de materiais e de energia no seu processo de fabricação. Portanto, são mais baratas quando comparada com o silício cristalino. Porém, apresentam desvantagens como: poluição ambiental durante processo de produção, baixa disponibilidade de matéria-prima, baixo rendimento e vida útil curta, tornando-as menos atrativas comercialmente.

Silício Amorfo (a-Si) – Essas células possuem o menor rendimento das células de silício, mas tem maior estabilidade face à variação da temperatura. Para temperaturas mais elevadas

é a que varia menos a sua eficiência. Os materiais amorfos não apresentam estrutura cristalina (defeito estrutural), dado que é necessário adicionar hidrogénio para corrigir as falhas, formando o silício amorfo hidrogenado. Por sua aparência estética bastante atraente, o silício amorfo tem encontrado aplicações arquitetónicas diversas, substituindo materiais de cobertura de telhados e fachadas na construção civil.

Telureto de Cádmio (CdTe) – é o mais recente competidor no mercado fotovoltaico para geração de energia elétrica. Este processo, embora ainda em evolução apresenta resultados promissores. Essa tecnologia é formada por um composto cristalino de cádmio e telúrio, material escasso. As células de CdTe são de baixa eficiência, portanto apresentam custo mais acessível. Assim como o C-Si, o CdTe também apresentam atrativos estéticos.

Disseleneto de Cobre e Índio (CIS) – essas células são composto por cobre, índio e selênio, também se encontram em evolução com resultados bastantes promissores. Isto, principalmente por seu potencial atingir eficiência relativamente elevada. Assim como no caso do CdTe, a pouca abundância dos elementos envolvidos e sua toxicidade são aspetos que têm de ser considerados se esta tecnologia atingir quantidades significativas de produção.



Figura 10: Principais células FV

Fonte: Pereira e Oliveira (2015)

Na tabela 1 é ilustrada a eficiência das principais tipologias de células FV (figura 10) existente no mercado.

Tabela 1: Eficiência das principais células do mercado FV

Material	Eficiência		
	Máxima teórica	Em laboratório	Produção em série
Silício Monocristalina	24,7%	18%	14%
Silício Policristalina	19,8%	15%	13%
Silício amorfo	15%	10,5%	7,5%
CIGS	18,8%	14%	10%
CdTe	16,4%	10%	9%

Fonte: Camargo (2017)

iii. Modelo matemático da célula Solar

Para uma melhor compreensão e análise do funcionamento de uma célula fotovoltaica e/ou do circuito elétrico, um modelo matemático foi desenvolvido para assegurar a máxima eficácia e eficiência no mesmo. A figura 11 mostra o circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica, que se comporta como um díodo de junção PN.

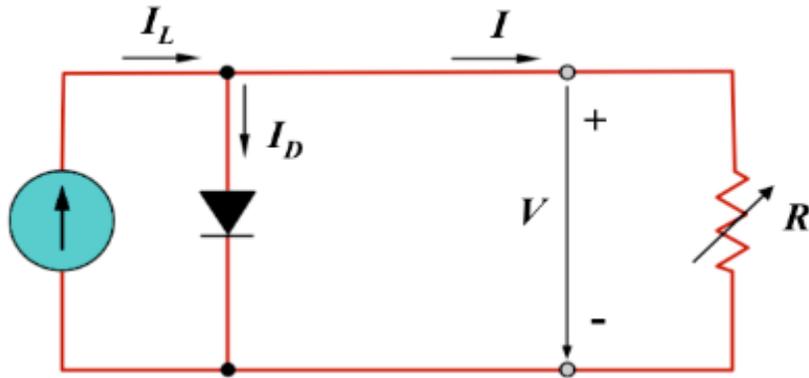


Figura 11: Circuito equivalente de uma célula solar de junção p-n.

Fonte: Carneiro (2010)

Do circuito anterior, a fonte de corrente I_L é a corrente fotogerada, oriunda da radiação solar. A corrente I_D é a corrente que circula através do díodo, em função da diferença de potencial nos terminais do mesmo.

Assim, a corrente I_D é calculada através da equação (5) (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015):

$$I_D = I_o \times \left(e^{\frac{V}{m v_t}} - 1 \right) \quad (5)$$

Em que:

I_o é a corrente inversa máxima de saturação do díodo

V é a tensão aplicada aos terminais do díodo,

m é o fator de idealidade do díodo (entre 1 e 2 para o silício monocristalino),

V_t potencial térmico obtido por $V_t = KT/q$.

q é a carga do Eletrão ($q = 1,6 \times 10^{-19}$ C) e

T é a temperatura absoluta da célula em graus kelvin.

A corrente elétrica (I) que circula através do circuito externo ao dispositivo é a diferença entre a corrente fotogerada (I_L) e a corrente normal do díodo, conforme a equação (6).

$$I = I_L - I_o \times \left(e^{\frac{V}{m v_t}} - 1 \right) \quad (6)$$

O circuito elétrico de funcionamento de uma célula FV pode operar em duas condições distintas.

- Na condição de curto-circuito – a corrente I_{CC} , correspondente ao valor máximo da corrente de carga, é igual a corrente fotogerada. O valor da corrente é estipulada pelo fabricante, em condições STC, no manual técnico. Nesta configuração ocorre tais situações:

$$V = 0; I_D = 0 \text{ e } I = I_L = I_{CC}.$$

Nesta condição a resistência da carga externa é nula, portanto, a corrente flui através de um caminho alternativo.

- Na condição de circuito aberto, os dois terminais da célula são isolados funcionando como um interruptor aberto, em que o valor da resistência da carga externa é considerada infinito. Nesta condição ocorre tais situações:

$$I = 0 \text{ e } I_L = I_D.$$

A tensão de circuito aberto, V_{ca} ($I=0$), tensão máxima registrada nos terminais de uma célula é calculada através da equação (7):

$$V_{ca} = mV_T \ln \left(1 + \frac{I_L}{I_0} \right)$$

Estes parâmetros são obtidos em condições de referência, em que a temperatura $T^R = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ e luz incidente com intensidade de 1000 W/m^2 .

A potência elétrica (P) de saída de uma célula fotovoltaica é obtida pela equação (8):

$$P = VI = V \left[I_{CC} - \left(I_0 \left(e^{V/mV_t} - 1 \right) \right) \right] \quad (8)$$

A potência máxima registrada quando a célula opera nos valores máximos de tensão e corrente é obtida pela equação (9):

$$P_{\text{máx}} = V_{\text{máx}} \times I_{\text{máx}} \quad (9)$$

O fator de forma (FF) – parâmetro utilizado para descrever o grau de proximidade entre os valores de V_{\max} e V_{ca} e os valores de I_{\max} e I_{cc} , na curva I-V. Desta relação, quanto maior for a qualidade da célula maior será a proximidade destes valores, tornando a curva num formato de retângulo. O FF é calculado pela equação (10). Contudo, é normalmente estipulado entre 70 a 85% (CARNEIRO, 2010).

$$FF = \frac{V_{\max} I_{\max}}{V_{ca} I_{ca}} \quad (10)$$

Eficiência (em condições de referência) parâmetro que descreve o quão eficiente é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica, é determinado a partir da equação (11).

$$\eta = \frac{P_{\max}}{AG} \quad (11)$$

A é a área da superfície ativa da célula;

G é a radiação solar incidente por unidade de superfície.

iv. Curva característica do módulo FV

Os módulos fotovoltaicos não se comportam como uma fonte elétrica convencional, portanto, estes não apresentam uma tensão de saída constante em seus terminais. A tensão elétrica vai depender de sua corrente e vice-versa. Como pode ser observado na Figura 12, para valores baixos de tensão, a corrente de saída mantém-se praticamente constante e, portanto, o dispositivo pode ser considerado uma fonte de corrente constante neste âmbito. O ponto de operação (P_{MP}) que opera o dispositivo fotovoltaico são determinadas pela radiação solar incidente, pela temperatura ambiente, e pelas características da carga conectadas ao mesmo.

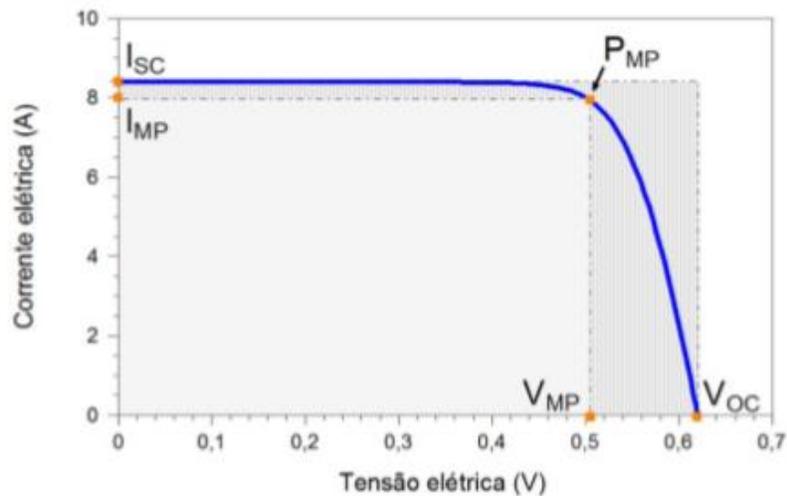


Figura 12: Curva caraterística I-V e P-V de uma célula FV de silício cristalino

Fonte: Pinho; Galdino (2014).

A potência estipulada pelos fabricantes é a potência de pico, determinada pelo valor mais alto do produto corrente e tensão, na condição de irradiância igual a 1000 W/m^2 , massa de ar 1,5 e temperatura da célula igual a 25°C .

Os valores notáveis desta curva são:

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica perante uma corrente elétrica nula, sendo a tensão máxima que uma célula pode produzir.
- Corrente de curto-circuito (I_{cc}): é a máxima corrente que pode entregar um dispositivo sob condições determinadas de radiação e temperatura, correspondendo a tensão nula;
- Tensão de máxima potência (V_{mp}): tensão que entrega o dispositivo no ponto de potência máxima, sob condições determinadas de radiação e temperatura.
- Corrente de máxima potência (I_{mp}): Corrente que entrega o dispositivo no ponto de potência máxima, sob condições determinadas de radiação e temperatura.

v. Efeito de irradiância

O aumento da irradiância provoca um deslocamento positivo de toda a curva I-V de um dispositivo fotovoltaico. Isto porque, a variação na intensidade da radiação solar recebida pela célula acarreta em uma variação diretamente proporcional na corrente de saída.

A tensão é bem menos alterada em função da variação da radiação solar. A figura 13 mostra esta relação.

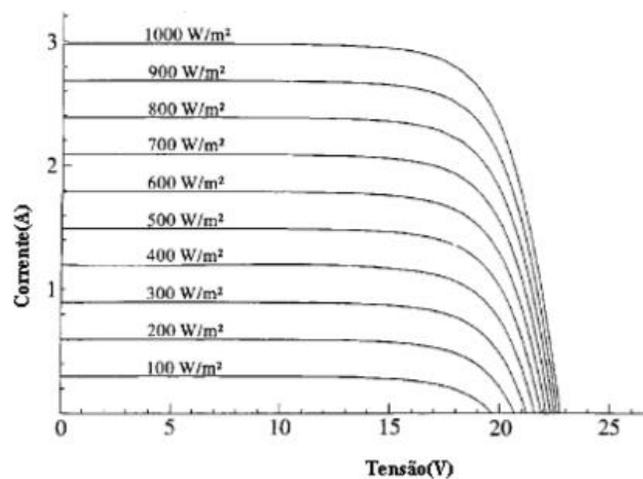


Figura 13: Influência da irradiância solar na curva I-V de uma célula FV de silício cristalino de 25°C

Fonte: Freitas (2008)

Com uma irradiância solar de 1000W/m^2 , o módulo é capaz de fornecer a corrente máxima especificada em seu catálogo à temperatura de 25°, defende Camargo. Em momento de baixa intensidade da radiação, a corrente fornecida pelo módulo é muito pequena. Assim sendo, a sua capacidade de gerar energia é igualmente reduzida, como pode constatar, na figura 13.

vi. Efeito de temperatura

O aumento da temperatura provoca dois efeitos na saída elétrica da célula. O principal efeito é uma diminuição da tensão de forma diretamente proporcional ao aumento da temperatura. Um segundo efeito de menor repercussão é um pequeno incremento da corrente para valores

baixos de tensão. Como resultado final a potência máxima do módulo sofre uma diminuição de valor como consequência do aumento da temperatura. A figura 14 apresenta uma representação gráfica desta relação.

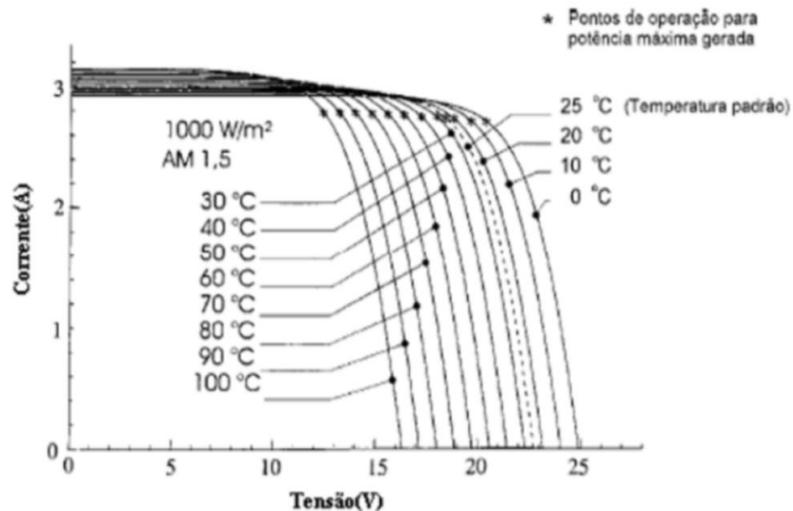


Figura 14: Efeito da temperatura na célula FV

Fonte: Freitas (2008)

iv. Componentes de um SFCR

Um sistema fotovoltaico conectado a rede é constituído por dois principais conjuntos: bloco gerador, bloco de condicionamento de potência. O bloco gerador envolve a estrutura de suporte, os módulos FV em diferentes associações, que origina um painel fotovoltaico e o cabeamento elétrico que os conecta. O bloco de condicionamento de potência pode conter inversores, seguidor de ponto de potência máxima (SPPM), e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle.

- **Estruturas e/ou suporte**

As estruturas são elementos aplicados para a fixação dos módulos. De forma, a assegurar esforços significativos e inclemências ambientais, as estruturas deverão ser fixados solidamente e sempre ter em atenção a dimensão dos módulos frente às especificações do

fabricante do suporte, ou do projetista da estrutura. Para evitar riscos de oxidação são feitos de alumínio anodizado, de ferro galvanizado e aço.

- **Módulos**

Um módulo fotovoltaico é definido por um conjunto de células fotovoltaicas ligadas em série e/ou paralela com o intuito de elevar a potência de saída (IMHOFF, 2017). Esse conjunto de células é encapsulada, de modo a oferecer proteção contra condições climáticas desfavoráveis ao mesmo tempo que possibilita um caminho ótico para a luz que chega até as mesmas. Embora a sua instalação, na maior parte das vezes, está associada a regiões remotas, a sua aplicação está sendo cada vez mais alargada. Os módulos devem ser dotados de meios que lhes permitem resistir às condições ambientais adversas em que vão ser expostos. A orientação adequada é para o Sul que tem como função aproveitar ao máximo a radiação solar, a qual varia segundo a latitude do local. A duração de vida útil dos módulos, estipulado pelos fabricantes, varia entre os 20 e 25 anos.

Os módulos são especificados por um conjunto de características, em que algumas fazem parte da sua chapa de características e as outras só podem ser consultadas a partir da literatura do fabricante. Contudo, a mais importante é o seu comportamento face a temperatura a que funcionam.

- **Orientação e inclinação**

A quantidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico é influenciada pela orientação do painel e pelo ângulo de inclinação deste relativamente ao plano horizontal. Esses dois factores são de extrema importância que, sempre que possível, devem ser considerados face a maximização dos níveis de produção de energia. Em Cabo Verde a orientação que maximiza a quantidade de radiação aproveitável coincide com o Sul geográfico.

- **Configurações possíveis dos módulos fotovoltaicos**

Dispositivos fotovoltaicos podem ser associados em série, em paralelo e misto de forma a se obter os níveis de corrente e tensão desejados. Sendo que:

Em série – aumenta a tensão disponibilizada e mantém a corrente estipulada do módulo, como mostra a figura 15. A tensão máxima de associação que é, normalmente, indicada pelo fabricante nunca deve ser excedida.

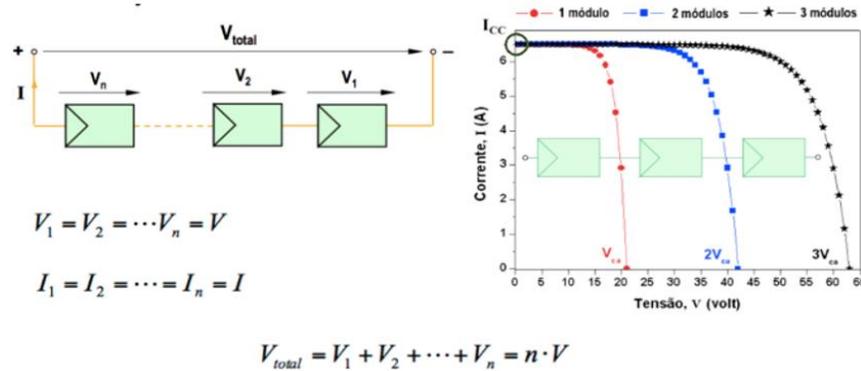


Figura 15: Variação da tensão com a corrente (ligação série)

Fonte: Graça (2019)

Em paralelo – se obtêm maiores níveis de correntes, mantendo a tensão estipulada do módulo, como mostra a figura 16.

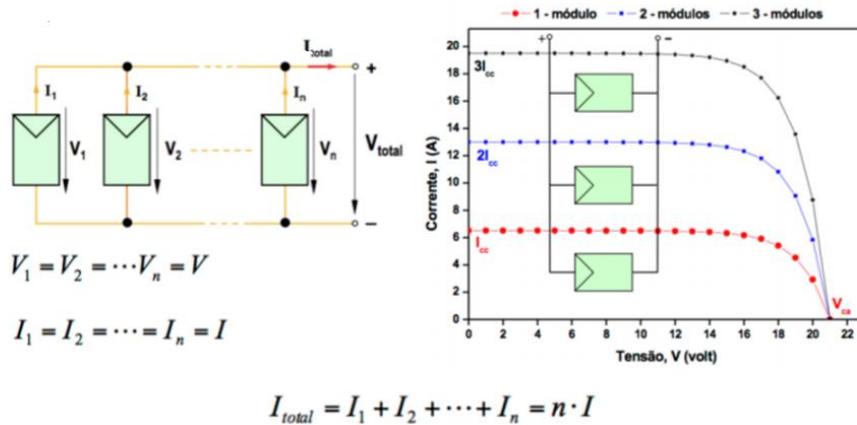


Figura 16: Variação da corrente com a tensão (ligação paralela)

Fonte: Graça (2019)

Mista (série e paralela) – obtém-se níveis de tensão e corrente de saída mais elevadas, propiciando uma maior potência. Na ligação mista, as strings devem conter o mesmo número de módulos FV com as mesmas características (tensão, corrente e potência).

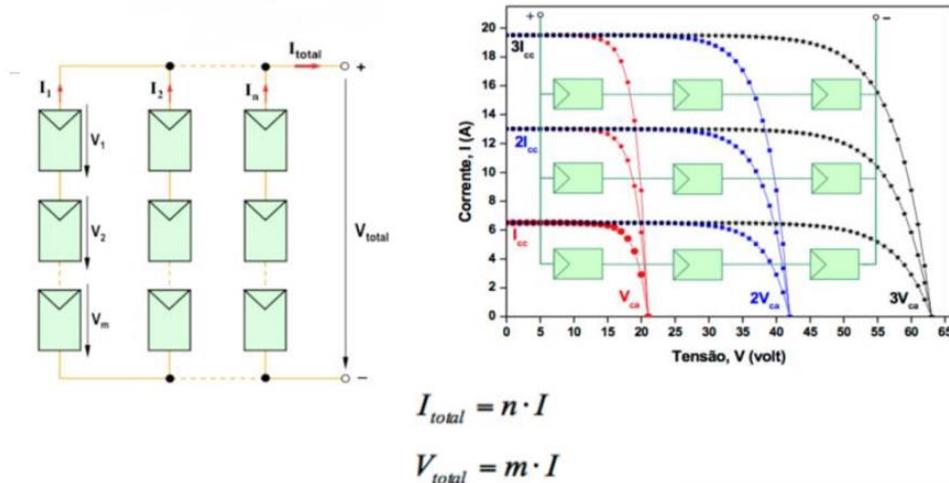


Figura 17: Ligação mista

Fonte: Graça (2019)

- **Inversores DC/AC**

O inversor é um dispositivo muito importante no sistema fotovoltaico dado que permite adaptar a potência gerada às características da carga. Ele converte a corrente contínua (DC), à saída do painel fotovoltaico, em corrente alternada (CA) à frequência de 50 ou 60 Hz, padrão exigida pela rede elétrica. Para além da conversão do sinal o inversor ajusta o ponto operacional do inversor ao MPP (*Maximum Power Point*) do gerador através do seguidor de potência MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) e proteção do sistema (CASTRO, 2011).

Os dois tipos de inversores mais comuns são os comutados pela própria rede, em que a sincronização do inversor é feita pelo sinal da rede, e os autocomutados, em que se faz necessário um circuito eletrônico no inversor para controlar o seu sinal com o da rede (RUTHER, 2004). Dependendo da tipologia do sistema FV que se deseja podem existir três diferentes configurações de ligação do inversor, como mostra a figura 18:

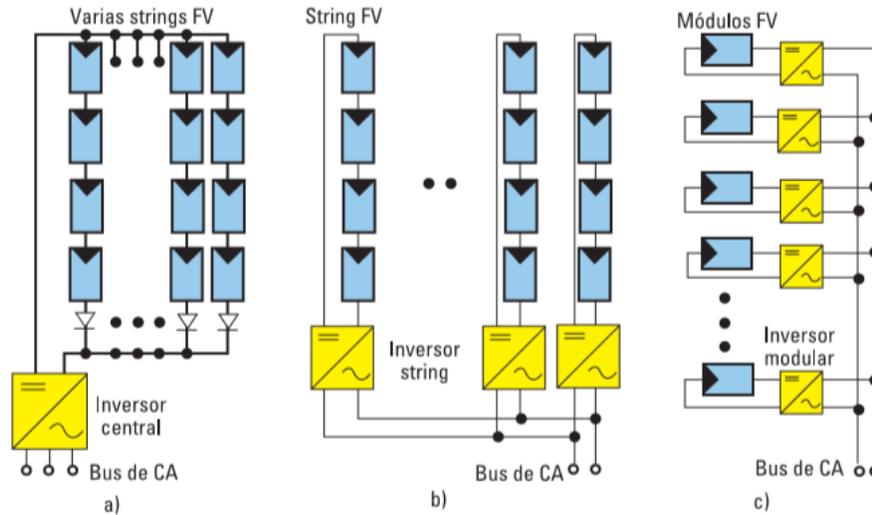


Figura 18: Representação esquemática das diferentes tipologias de ligação do inversor

Fonte: SMA Iberica

Assim são definidos:

- Inversor central – são conectados a um conjunto de painéis FV, onde a conversão é centralizada em um único inversor.
- Inversor de fileira – são conectados diretamente a painéis FV, de modo que cada fileira de módulos beneficia do seu próprio inversor.
- Inversor de módulo integrado – tais inversores apresentam um único módulo conectado à sua entrada.

Para estas, tem a configurações de inversor *multi-string*. É utilizado em sistemas que têm vários painéis ou fileiras com diferentes orientações e, conseqüentemente, submetidos a diferentes condições de irradiância e temperatura.

- **Outros**

Esta designação “outros”, inclui todos os restantes dispositivos relevantes ao bom funcionamento de um sistema fotovoltaico. Destes, pode-se identificar os disjuntores e os fusíveis, que asseguram as proteções contra curto-circuitos, sobrecargas e descargas elétricas atmosféricas, os terminais para interligação de cablagem, os cabos elétricos que devem

possuir isolamento com características de proteção adequadas e secção apropriadas para não introduzirem resistência indevida que implica perdas de energia por dissipação de calor.

v. Tipo de sistemas fotovoltaicos

- **Sistemas ligados à rede pública**

Os sistemas fotovoltaicos ligados à rede são caracterizados por serem conectados diretamente à rede pública, dispensando a necessidade do uso de armazenadores de energia e consequentemente o não uso de controladores de carga. Esse sistema não opera com fins específicos ou local. Entregam à rede toda a energia que a radiação solar lhes permite produzir, apresentando um índice de eficiência superior em relação aos sistemas autónomos, na ordem dos 30% (CASTRO, 2011).

Para tal, é necessário um inversor que serve de elemento de interface entre o painel e a rede que, para além de adequar as formas de ondas (CC) do painel para as (CA) padronizadas pela rede pública, sincroniza o sistema com a rede. Quando houver excesso de produção em relação ao consumo, este é repassado a concessionária, gerando crédito para o proprietário do mesmo modo, que em dias de pouca radiação solar a concessionária compensa a energia em défice.

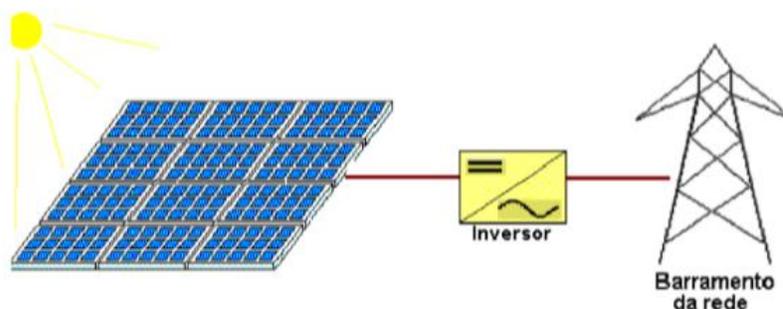


Figura 19: Sistema FV ligado à rede.

Fonte: Freitas (2008)

- **Sistemas isolados**

Os sistemas fotovoltaicos isolados ou autónomos são caracterizados por não dispor de qualquer ligação com a rede pública de energia. Tais sistemas operam para fins locais, alimentando diretamente as cargas. Sendo assim o sistema requer um dimensionamento preciso para assegurar o abastecimento em qualquer altura do ano. É um sistema propício para as regiões remotas, onde a eletricidade é de pouco acesso ou inexistente. Em períodos de boa radiação solar, o excesso é armazenado em baterias para dias nublados. Os sistemas isolados dividem-se em dois grupos:

- Sistemas isolados sem armazenamento – Esses sistemas não utilizam baterias pelo que toda a energia produzida é consumida de imediato pelas cargas. É um sistema constituído apenas por módulos e inversor e a sua utilização é predominante em sistemas de bombagem de água.
- Sistemas isolados com armazenamento – Já esses sistemas dispõem de acumuladores que garantem o fornecimento de energia à noite, em períodos em que a demanda de energia é elevada, e também para dias em que o recurso sol é fraco. Para tal, o sistema requer um dimensionamento, de modo que o banco de baterias consegue suprir as necessidades energéticas nesses períodos. É composto por módulos, inversores, regulador de carga e baterias.

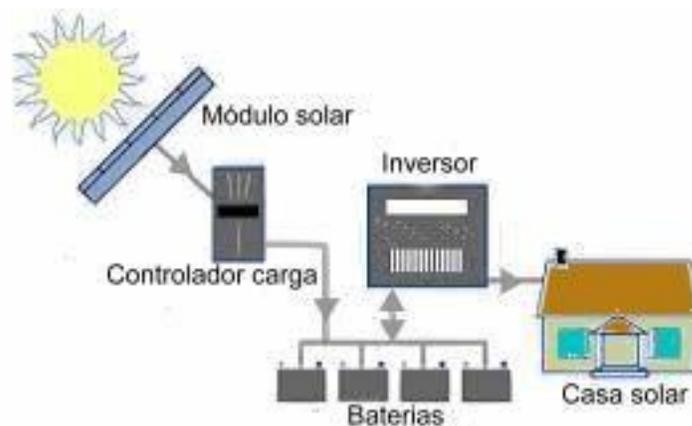


Figura 20: Sistema fotovoltaico offgrid com armazenamento. Fonte: Google imagens

Sistema híbrido

Os sistemas fotovoltaicos híbridos consistem na associação da energia solar com outras fontes de energias quer renovável (eólica), quer fóssil (diesel, gás) conectado à rede elétrica, e ainda integrado com um sistema de armazenamento de energia. É necessário um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência na entrega da energia para o usuário. Este sistema faz o uso de todos os dispositivos usados no sistema isolado com armazenamento. Em geral, os sistemas híbridos são empregados para sistemas de médio a grande porte vindo a atender um número maior de usuários.



Figura 21: Sistema FV híbrido

Fonte: Freitas (2008)

6. Dimensionamento SFCR

O dimensionamento de uma instalação fotovoltaica tem de ser efectuado de uma forma bastante criteriosa. Instalações super dimensionadas levam a custos de instalação muito altos que podem inviabilizar o projeto. Ao contrário, instalações subdimensionadas levam ao descrédito da tecnologia.

O projeto, instalação, operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos é geralmente simples mas é necessário que todos os envolvidos estejam bem informados das características da instalação e das limitações da tecnologia.

Para (FREITAS, 2008) o projeto e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede dependem, essencialmente, das condições apresentadas a seguir:

- Do espaço disponível nos telhados, sua orientação e ângulo de inclinação;
- Das especificações técnicas dos módulos e inversor;
- Localização geográfica, longitude e latitude;
- Temperatura do local;
- Requisitos estéticos do edifício;
- Disponibilidade financeira.

As principais condições que limitam a potência instalada são, a área disponível e o valor monetário que se pretende investir.

O projeto de sistemas fotovoltaicos pode ser dividido nas seguintes tarefas:

- Estimativa da radiação solar;
- Estimativa inicial da potência instalada;
- Seleção do módulo solar;
- Seleção do inversor compatível ou de uma configuração de inversores compatíveis com o módulo;
- Estabelecer a configuração ótima módulo-inversor;
- Efetuar a listagem dos componentes;
- Estimativa da energia produzida baseada nos dados da radiação solar do local;
- Considerar aspetos adicionais tais como proteções contra sobrecarga.

Após a definição do valor do investimento e da área disponível para implementação dos painéis fotovoltaicos pode proceder-se a seleção dos componentes do sistema.

i. Estimativa da potência de Campo gerador fotovoltaico

Para realizar uma estimativa da potência de campo gerador fotovoltaica deve ser estimada a perda do sistema e número de Horas de Sol de Pleno (HSP). O HSP é uma grandeza que reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer igual a 1kW/m^2 ($G_{\text{méd}}$), de modo que a energia acumulada ao longo do dia seja equivalente à disponibilizada pelo Sol naquele determinado local (PINHO e GALDINO, 2014). A partir da equação (12) é possível encontrar o valor de HSP.

$$\text{HSP [h]} = \frac{\text{Irradiância do local [kWh/m}^2\text{]}}{1 \text{ kW/m}^2} \quad (12)$$

Assim a potência do campo fotovoltaico (P_{FV}) é estimado pela equação (13):

$$P_{\text{FV}} = \frac{W_d}{K_1 \times \text{HSP}} \quad (13)$$

Em que:

W_d – consumo diário ($W_d = \text{energia mensal} \times 0,6/30$ dias). O 0,6 advém do sistema cobrir apenas 60% do consumo mensal;

K_1 – rendimento do sistema.

ii. Seleção do módulo FV

A seleção do módulo é um aspeto importante no dimensionamento de qualquer projeto fotovoltaico, dada a importância que este equipamento tem no rendimento global da instalação. O módulo escolhido como referência para o projeto é o do modelo LG370Q1C-V5, monocristalino, da empresa da empresa Life's Good (LG) (ver anexo 1). Na escolha do módulo deve ter em mente a confiabilidade e a garantia que o mesmo oferece. Os painéis desta empresa são bem conceituadas com certificado de: IEC 61215-1/-1-1 / 2:2016, IEC 61730-1/2:2016, UL 1703, IEC 61701:2012 Severity 6, IEC 62716:2013, ISO 9001, ISO 14001, ISO 50001.

A tabela seguinte ilustra as principais características de um módulo FV.

Tabela 2: Principais dados técnicos do módulo

Potência máxima (Pmax)	W
Tensão de Pmáx (Vmp)	V
Corrente de Pmáx (Imp)	A
Tensão de circuito aberto (Vca)	V
Corrente de curto-circuito (Icc)	A
Tensão máxima de sistema	V
Coefficiente de temperatura para corrente (Icc)	%/°C
Coefficiente temperatura para tensão (Vca)	%/°C
Potência nas condições padrão de teste	W
Eficiência módulo	%
Garantia	Ano

Fonte: Adaptado de PINHO;GALDINO, 2014

A priori, o número de módulos é calculado através do quociente entre a potência de pico do painel e a potência de pico do módulo escolhido, como mostra a equação (14) (GALDINO, 2014):

$$\text{Número de módulo} = \frac{P_{\text{pico do painel}}}{P_{\text{pico do módulo}}} \quad (14)$$

iii. Verificar a tensão dos módulos para diferentes condições de funcionamento

Nesta fase, o valor da tensão dos módulos deve ser determinado. Isto porque, no Inverno quando as temperaturas decaem para valores mais baixas, a tensão atinge o valor mais elevado, enquanto que no Verão, quando os módulos experimentam temperaturas mais elevadas, a sua tensão regista valores mais baixos.

Para verificar as tensões para as temperaturas mínima e máxima é preciso as seguintes informações:

- Tensão e corrente correspondentes ao ponto de potência máxima do módulo, V_{PPM} e I_{PPM} ;
- Tensão de circuito aberto para baixas temperaturas (-10°C).

Os valores para a tensão máxima, V_{MPP} , para a corrente máxima, I_{MPP} , e tensão em circuito aberto V_{ca} , são dados fornecidos pelos fabricantes em condições STC no plano do painel. A tensão de circuito aberto para a temperatura mínima e máxima verificadas no local deve ser calculada utilizando o coeficiente de variação com a temperatura (T_c), também fornecido pelo fabricante.

iv. Cálculo da tensão para as temperaturas extremas do módulo

Considerando uma variação média anual da temperatura no plano do painel entre -10°C e a 70°C , os desvios absolutos relativamente à temperatura de 25°C (STC) é de -35° e 45°C respetivamente. Assim:

$$V_{ca}(-10^{\circ}\text{C}) = V_{ca}(25^{\circ}\text{C}) + 35 \times T_c(V_{ca}) \quad (15)$$

$$V_{MPP}(-10) = V_{MPP}(25^{\circ}\text{C}) + 35 \times T_c(V_{ca}) \quad (16)$$

$$V_{MPP}(70) = V_{MPP}(25^{\circ}\text{C}) - 45 \times T_c(V_{ca}) \quad (17)$$

Em que:

$V_{ca} (-10^{\circ}\text{C})$ é a tensão em circuito aberto a -10°C ;

$V_{ca} (25^{\circ}\text{C})$ é a tensão em circuito aberto a 25°C ;

$T_c (V_{ca})$ é o valor de variação da tensão em função da temperatura;

$V_{PPM} (-10^{\circ}\text{C})$ é a tensão máxima a -10°C ;

$V_{PPM} (70^{\circ}\text{C})$ é a tensão máxima a 70°C .

v. Estimativa de energia produzida

Para se chegar no valor da capacidade de geração de energia diária de cada módulo, basta multiplicar a área do módulo (A) pela sua eficiência (η) e pela insolação no local (E_s), conforme equação (18) (MESSENGER; VENTRE, 2010).

(18)

$$E_M = A \cdot \eta \cdot E_S$$

Para estimar a geração anual do sistema é basta multiplicar o E_M por 365 (número de dias do ano) e pelo número de módulos que compõe o sistema FV. Esta técnica é utilizada para pequenos sistemas, sendo então utilizados ferramentas computacionais para projetos de maiores dimensões.

vi. Seleção do inversor

Na escolha do inversor para uma instalação FV um fator a ter em conta, para além das características presentes no *datasheet*, é a potência do mesmo. Esta deve possuir um valor superior a 70% da potência fotovoltaica, P_{FV} , e inferior a 120% dessa mesma potência, conforme a equação (19) (CAMARGO, 2017).

$$0,7 \times P_{FV} \leq P_{\text{inversor}} \leq 1,2 \times P_{FV} \quad (19)$$

Em que:

P_{FV} – representa a potência nominal do gerador fotovoltaico;

$P_{\text{max INV}}$ – potência DC nominal do inversor.

A localização dos inversores é um fator determinante para a obtenção de um funcionamento correto e uma vida normal de seus componentes. O inversor central deverá, sempre que possível, ser instalado junto da caixa do contador ou na sua proximidade. Se as condições ambientais o permitirem, fará sentido instalar o inversor perto da caixa de junção geral do gerador. Este procedimento permite reduzir as perdas de energia que ocorrem através do cabo principal DC, assim como reduzir os custos de instalação.

vii. Número máximo de módulos por fileira

O número máximo de módulos por fileira será limitado pela tensão DC máxima de entrada no inversor e pela tensão DC máxima admissível (dados fornecidos pelo fabricante) para interligação de módulos em série. Em caso de disparo por falta de tensão na rede, em dias de temperaturas baixas, a tensão de circuito aberto dos módulos V_{ca} , torna-se muito

elevada. De modo, a evitar tal problema, limita-se o número de módulos e a tensão máxima de associação em série dada pela equação (20) (CAMARGO, 2017).

$$\text{Número máx de módulo} = \frac{V_{\text{PPM máx}}}{V_{\text{PPM}}(-10^{\circ} \text{C})}$$

viii. Número mínimo de módulos por fileira

O número mínimo de módulos por fileira é determinado pela tensão mínima de funcionamento do inversor. Esta verifica-se para a temperatura máxima de funcionamento, normalmente prevista para 70 °C, $V_{\text{MPP}}(70^{\circ} \text{C})$. Posto isto, o número mínimo de módulos em série, é determinado pela equação (21) (CAMARGO, 2010):

$$\text{Número mín de módulo} = \frac{V_{\text{PPM mín}}}{V_{\text{PPM}}(70^{\circ} \text{C})} \quad (21)$$

Deve assegurar-se que a tensão nos terminais de cada fileira se encontra dentro da gama de variação da tensão de entrada do inversor, para a qual este tem capacidade de extrair a potência máxima da fileira, o mínimo de módulos de cada fileira não deve ser inferior ao número mínimo de módulos calculados em (21) nem superior ao número máximo de módulos calculado em (20).

ix. Área ocupada pelos módulos

A área de instalação do painel fotovoltaico é um parâmetro a ter em atenção, aquando do dimensionamento do sistema. Isto, deve-se ao facto configuração física e elétrica do painel e a potência FV serem dependentes da área disponível. A área ocupada pelos módulos é obtida pela equação (22) (CAMARGO, 2010):

$$A_{\text{painel}} = \text{comp}_{\text{mód}} \times \text{larg}_{\text{mód}} \times N_{\text{mód}} \quad (22)$$

x. Configuração do painel compatível com o inversor

Nesta fase do projeto é necessário verificar se o número total de módulos inicialmente calculado pode ser dividido em fileiras com o mesmo número de módulos. Esta é uma condição essencial no caso de ser escolhido um inversor central. No entanto uma solução

mais cara baseada na configuração do inversor de fileira suporta fileiras com diferentes números de módulos. Entretanto, o número de módulo é obtida pela equação (23).

$$\text{Número de fileiras} = \frac{\text{Número de módulos}}{\text{Número de módulos por fileira}}$$

A potência corrigida do sistema é calculada através da equação (24).

$$P_{\text{corrigida do sist}} = N^{\circ} \text{ total de módulos} \times P_{\text{pico de módulo}} \quad (24)$$

xi. Configuração do painel – inversor

O número de fileiras e o número de módulos por fileira devem ser quantificados, de modo que os valores da tensão e da corrente máxima do inversor não sejam negligenciados. Para garantir a compatibilidade entre o painel e o inversor, torna-se necessário calcular o valor da tensão para as condições extremas de temperatura através das equações (25) (26) e (27) (FREITAS, 2008).

$$V_{\text{PPM}}(70^{\circ}\text{C}) \text{ do painel} = N^{\circ} \text{ de módulos por fileira} \times V_{\text{PPM}}(70^{\circ}\text{C}) \quad (25)$$

$$V_{\text{PPM}}(-10^{\circ}\text{C}) \text{ do painel} = N^{\circ} \text{ de módulos por fileira} \times V_{\text{PPM}}(-10) \quad (26)$$

$$V_{ca}(-10) \text{ do painel} = N^{\circ} \text{ de módulos por fileira} \times V_{ca}(-10) \quad (27)$$

É também necessário calcular o valor máximo da corrente fornecida pelo painel fotovoltaico através da equação (28):

$$I_{\text{PPM}} \text{ do painel} = \text{Número de fileiras} \times I_{\text{PPM}}(25^{\circ}\text{C}) \quad (28)$$

E assim, o painel é compatível com o inversor só se forem verificadas as seguintes condições:

- $V_{ca}(-10^{\circ}\text{C})$ do painel $<$ V_{cc} máxima do inversor
- $V_{\text{PPM}}(70^{\circ}\text{C})$ do painel $<$ V maximo do inversor
- $V_{\text{PPM}}(-10^{\circ}\text{C})$ do painel $>$ V minimo do inversor

- I_{PPM} do painel < I_{cc} máxima do inversor

xii. Cablagens

• Cabo DC

Na instalação elétrica de um sistema fotovoltaico, deve-se usar cabos que cumpram os requisitos para este tipo de aplicação, uma vez que, na corrente contínua as cablagens estão sujeitas a ação de forças de natureza eletromagnética (correntes paralelas de sentido inverso) e também ao aquecimento por efeito de joule. Esse dimensionamento deve garantir (29) queda máxima de tensão no cabo seja igual ou inferior ao valor estipulado para o sistema e que o cabo suporte a corrente de serviço (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

$$S_{DC} = \frac{2 \times L_{DC} \times I_{cc}}{1\% \times V_{mp} \times K}$$

Em que:

L_{DC} – representa a distância painel-inversor;

K – Condutividade do Cobre;

V_{mp} – Tensão fileira

• Cabo AC

Para o cálculo da secção transversal do cabo de alimentação AC, assume-se uma queda de tensão máxima admissível na linha de 3%, relativamente à tensão nominal da rede. A secção transversal $S_{CABO.AC}$ para uma instalação trifásica pode ser determinada pela equação (30) (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015):

$$S_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times L_{AC} \times I_{said.inv} \times \cos\varphi}{3\% \times V_n \times K} \quad (30)$$

Em que:

L_{AC} – Distância do inversor ao quadro principal;

$\cos \varphi$ – Factor de potência (0,8 e 1);

S_{AC} – Secção do condutor;

V_n – Tensão nominal da rede (230V para monofásica e 380V para trifásica).

xiii. Dispositivos de proteção

- **Proteção dos cabos de fileira**

Adotando a norma alemã IEC 60364-7-712, sugere-se que o cabo principal DC seja dimensionado para 1,5 pela corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico sob condições padrão, $I_{CC} = 10,8$ A.

$$I_{\text{fusível}} = 1,5 \times I_{CC} \quad (31)$$

- **Interruptor principal DC**

Segundo a norma IEC 60364-7-712 “Instalações elétricas nos edifícios – requisitos para instalações ou localizações especiais – sistemas solares fotovoltaicos”, torna-se necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico na eventualidade da ocorrência de falhas, ou para a realização de manutenções e de reparação. Para garantir o isolamento usa-se interruptores diferenciais. Este deve ser dimensionado para a tensão máxima de circuito aberto do gerador solar à temperatura de -10 °C ($V_{CA\ FV} (-10$ °C) bem como para a corrente máxima do gerador I_{CC} (corrente de curto-circuito em condições STC). O interruptor deve ser bipolar de forma a isolar o circuito positivo e negativo. Na seleção do interruptor deve-se verificar se este possui a capacidade de ligar e desligar a corrente direta em boas condições de segurança.

$$I_{\text{interruptor.DC}} \geq 1,25 \times I_{CC.\text{fileira}} \quad (32)$$

em que:

$$I_{CC\ \text{fileira}} = I_{CC\ \text{módulo}} \times N_{\text{fileira}} \quad (32.1)$$

- **Proteção contra descargas atmosféricas**

A estrutura dos módulos FV é metálica, portanto, pode ser considerada como um potencial captadora de descargas atmosféricas. Assim sendo, a sua ligação deve ser feita á terra. O

sistema de proteção devera ser constituída por um dispositivo de captação, um condutor de cobre com a secção mínima de 16 mm² para escoar a descarga e um sistema de ligação á terra (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

Adicionalmente, com o intuito de proteger os sistemas fotovoltaicos e os dispositivos eletrónicos do acoplamento indutivo e capacitivo e da ocorrência de sobretensões na rede elétrica pública, são usados descarregadores de sobretensões (DST). Normalmente, a proteção contra sobretensões é instalada na caixa de junção geral do gerador. Nos locais expostos a raios, são instalados aparelhos de proteção contra sobretensões, antes e depois do inversor.

Segundo a norma IEC 61643-1, os descarregadores de sobretensões Tipo C, Classe II, são utilizados normalmente nos lados DC e AC, com correntes nominais de descarga de 1kA por cada unidade de potência instalada, em kWp. A tensão operacional DC do descarregador V_{DST} tem de corresponder, entre um valor de 1 e 1,4 da tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico $V_{CA.FV}$.

$$1 \times V_{CA.FV} \leq V_{DST} \leq 1,4 \times V_{CA.FV} \quad (33)$$

- **Proteção do cabo AC**

Para a proteção do condutor contra sobrecargas, deverá haver interrupção das correntes de sobrecarga dos condutores antes que estas provoquem sobreaquecimentos prejudiciais ao isolamento, às ligações, às extremidades ou a outros elementos das proximidades. O valor de corrente nominal (I_n) está compreendida entre o valor da corrente de projeto (I_B) e o valor da corrente máxima suportada pelo condutor (I_z), como apresentado a seguir:

- $I_B \leq I_n \leq I_z$
- $I_2 \leq 1,45 \times I_z$

i. Software de simulação

SUNNY DESIGN

A Sunny Design é um programa de dimensionamento de sistemas FV, desenvolvida pela empresa SMA (Solar Technology AG). A SMA é um fabricante líder no mercado mundial em desenvolvimento, produção e vendas de inversores e sistemas de gerenciamento para sistemas fotovoltaicos. Esta empresa disponibiliza dois programas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: o Sunny Design Web para acesso *online* e o Sunny Design para instalação em um computador pessoal. Os programas são gratuitos, porém possibilitam o dimensionamento apenas com seus modelos de inversores. Para o presente projeto fez-se o uso do Sunny Design Web.

O Sunny Design Web pode ser aberto por qualquer navegador, inclusive em *iPad* e *tablets Android*, solicitando apenas um registro gratuito para acesso às suas funcionalidades, com o desempenho similar ao programa instalado em um computador pessoal. O programa faz estimativas dos ganhos econômicos da instalação, os efeitos dos mais importantes parâmetros sobre a produção de energia, a taxa potencial de consumo próprio, os custos de investimentos, simulação da produção anual com base nos dados meteorológicos da localidade.

Adicionalmente, o programa disponibiliza as funções a seguir indicadas:

- Criação de modelo de projeto com valores padronizados;
- Simulação do consumo próprio de energia fotovoltaica e apresentação em gráficos;
- Criação de novos locais de instalação, com o auxílio de dados meteorológicos da base de dados do Sunny Design ou dados importados;
- Inclusão de novos módulos fotovoltaicos;
- Verificação automática dos dados operacionais do sistema fotovoltaico dimensionado;
- Dimensionamento dos cabos CC e CA;
- Impressão de relatórios, salvar como documento pdf;

CAPÍTULO III. ESTUDO DE CASO

O capítulo ora apresentado serve como parte introdutória do caso de estudo do presente projeto aplicado a um edifício público de ensino. Refere-se a um Sistema Fotovoltaico Conetado à Rede (SFCR). Ao longo deste, abordarei a descrição e localização do edifício em causa, os dados climáticos do local, o consumo recorrendo a faturação mensal, consumo por tipo de equipamento, características elétricas do edifício. Por fim, o dimensionamento do sistema.

1. Localização e descrição do local de estudo

O local de estudo é uma instituição académica de nome Escola Secundária Abílio Duarte (ESAD), situado na cidade da Praia, precisamente em Palmarejo com a latitude de, aproximadamente, 15° . Essa escola é destinada a alunos do 7° ao 12° ano de escolaridade.

O espaço destinado a instalação dos painéis FV é de topologia plana, facilitando a sua colocação, visto que, se pode adaptar o sistema à melhor orientação e inclinação possível.



Figura 22: Topologia do terraço

Fonte: Autor

O local de implementação do parque solar em questão tem disponível uma área útil de 632 m² localizada na Cidade da Praia (Palmarejo). As coordenadas geográficas da escola correspondem a 14°54'39,5"N 23°31'34,3"W; Quanto ao efeito de sombreamento, no terraço não existe nenhum obstáculo que possa causar sombreamento nas placas. Além disso, o edifício é desprovido de grandes vegetações e distanciado de prédios e sem condições de futuras construções. Portanto, não se considere o efeito de sombreamento como um problema futuro para o projeto.

2. Dados climáticos do local

Para a coleta dos dados relativos à radiação média mensal para o local da instalação recorreu-se à aplicação *online* PVGIS disponibilizada pela Comissão Europeia.

Os dados da radiação foram obtidos para superfícies fixas com inclinação de 15°, que é, segundo a aplicação, o ângulo considerado ótimo para os painéis fixos neste local.

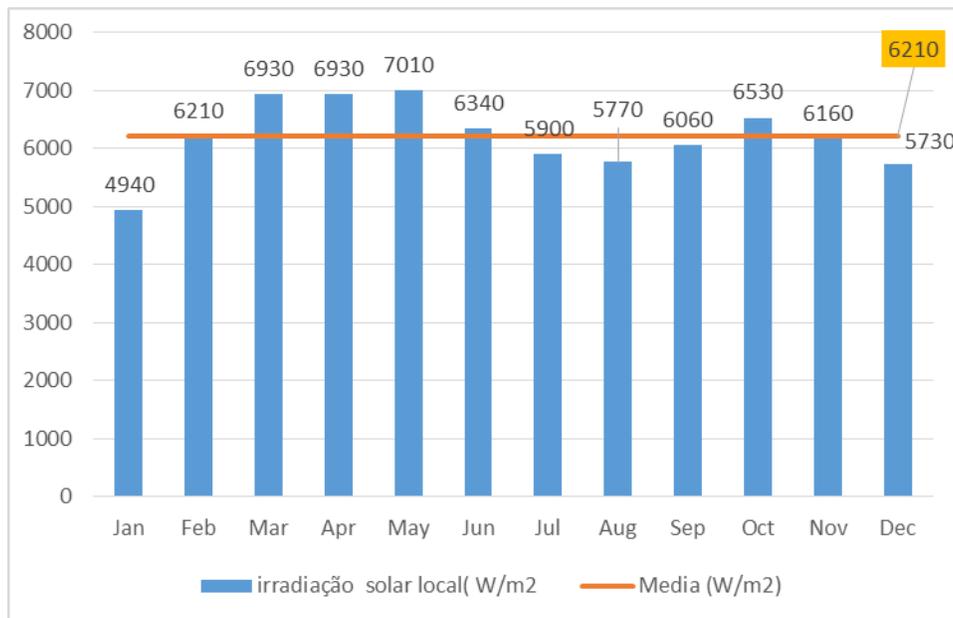


Figura 23: Irradiação solar local

Fonte: Extraídos do software PVGIS

3. Caracterização dos consumos e custos energéticos anuais da instituição

Neste campo é analisada a contabilidade energética da instalação durante os últimos sete (7) meses do ano de 2018 e os cinco (5) primeiros meses do ano de 2019.

i. Análise do consumo de energia elétrica

A Escola Secundária Abílio Duarte é alimentada em Baixa Tensão Especial (BTE), recebendo a energia elétrica da rede pública de distribuição, sob a forma de corrente alternada trifásica, com potência nominal de 80 kVA. As necessidades energéticas são supridas, meramente pela concessionária nacional de energia elétrica – ELECTRA S.A. Assim sendo, não se utiliza nenhuma outra fonte de alimentação externa ou interna como emergência ou como *backup*.

Da tabela seguinte, é possível observar a contabilização da energia ativa consumida num dos contadores de energia (contador de consumo interno) nos diferentes períodos de referência e os seus respetivos encargos.

O consumo anual foi de 41.565,1 kWh, correspondente à 11.873.554 ECV, com uma média mensal de 3408,35 kWh.

Tabela 3: Contabilização da energia no edifício

Meses	Ano	ESAD		M.E		Potência Consumida	Custo (ECV)	Potência Contratada (kVA)
		Potência (KWh)	Valor (ECV)	Potência (kWh)	Valor (ECV)			
jun/18	2018	646,9	18694	2500	70000	3146,9	88694	80
jul/18	2018	252,4	7049	2500	70000	2752,4	77049	80
ago/18	2018	394,1	11655	2500	70000	2894,1	81655	80
set/18	2018	962,8	32395	2500	70000	3462,8	102395	80
out/18	2018	1531,5	53134	2500	70000	4031,5	123134	80
nov/18	2018	1770,8	51501	2500	70000	4270,8	121501	80
dez/18	2018	786,6	22412	2500	70000	3286,6	92412	80
jan/19	2019	1250,8	36135	2500	70000	3750,8	106135	80
fev/19	2019	977,8	28069	2500	70000	3477,8	98069	80
mar/19	2019	853,9	24408	2500	70000	3353,9	94408	80
abr/19	2019	730	20746	2500	70000	3230	90746	80
mai/19	2019	1407,5	41157	2500	70000	3907,5	111157	80
Total anual						41565,1	1187354,0	
Média						3408,35	96238,3	

Fonte: Autor (faturas da Electra)

As principais cargas de consumos energéticos da ESAD são, a iluminação, AVAC (Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado), multimédia (computadores- PC's, laptops, projetores, etc), entre outras cargas de consumos residuais.

Da tabela 2, consegue-se analisar a evolução do consumo energético, representado na figura 25.

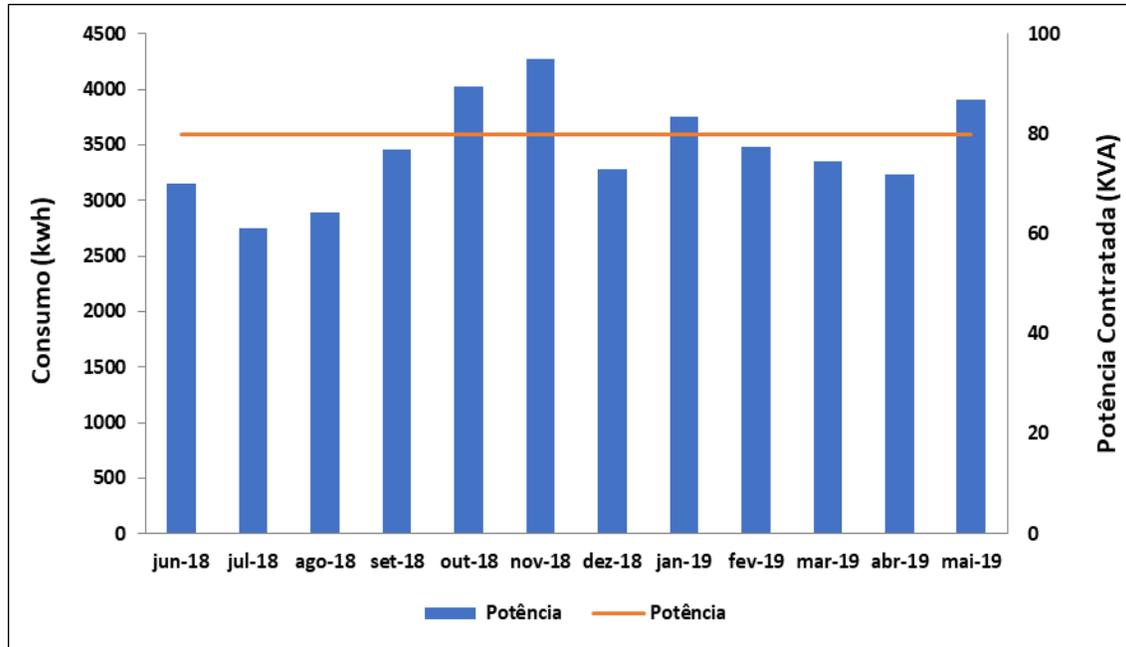


Figura 24: Evolução dos consumos de energia elétrica e potência contratada

Fonte: Autor

Como pode constatar, através da figura 25 e da tabela 3, o consumo é mais acentuado nos meses Outubro, Novembro, Janeiro e Maio, atingindo o pico em Novembro. Segundo a diretora desta instituição, isto se explica pelo mês de Novembro ser marcado por atividades académicas, desportivas e entre outros, direcionados a comemoração do aniversário da escola, feira das profissões e também pelo uso dos diversos equipamentos, por estar na época de testes sumativos e outras avaliações e atividades que consome energia. E os meses com menores valores correspondem a Julho, Agosto e Setembro, meses nos quais ocorrem as férias letivas.

ii. Tarifário

O tarifário de eletricidade é um o conjunto de valores unitários ou fixos (taxas) com base nos quais a empresa fatura mensalmente aos clientes, a eletricidade consumida no mês antecedente, seguindo regras pré-definidas pelo Governo/Agência de Regulação Económica (ARE).

O Orçamento de Estado para 2013, aprovado pela Lei n.º 23/VIII/2013 de 31 de Dezembro altera, no artigo 32º, a base de incidência do IVA para energia elétrica passando a taxa do IVA a incidir sobre 100% do valor tributável.

Ao abrigo do disposto no n.º11º do Decreto-Lei n.º 27/03 de 25 de Agosto, a ARE procedeu à adequação das componentes variáveis das tarifas de eletricidade e taxas a praticar pela concessionária, conforme a nova base de incidência do IVA (15%), imposto pelo Governo.

As opções tarifárias disponíveis são várias, em função do valor da potência contratada, do nível de tensão de alimentação, cabendo à concessionária em conjunto com o consumidor escolher a melhor opção de contrato que se ajusta ao cliente. Entende-se como potência contratada, a potência máxima que o cliente tem à sua disposição, para qualquer um dos tipos de contratos de fornecimento Baixa Tensão (BT), Baixa Tensão Especial (BTE) e Média Tensão (MT). Na tabela 4 pode-se verificar os custos de eletricidade por escalão.

Tabela 4: Tarifas de eletricidade

Tipo de fornecimento	Consumo	Tarifa s\ IVA (ECV)	Tarifa c\ IVA (ECV)
BTN	≤ 60 kWh mês	20,99	24,14
	> 60 kWh mês	27,85	32,03
BTE	--	24,00	27,60
MT	--	19,68	22,63
IP		20,99	24,14

Fonte: ARME

Ao custo de eletricidade (\$/kWh), acresce outros encargos para com o cliente nomeadamente, taxa de potência contratada, contribuição iluminação pública (IP) e audiovisual, energia reativa (em caso do fator de potência do cliente for inferior a 0,80), a estes encargos acresce o IVA (em vigor).

iii. Caracterização da instalação elétrica

As instalações da ESAD é alimentada através de um transformador MT/BT, que interliga ao Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT), localizado a entrada do edifício. Do quadro de distribuição é alimentado todo o edifício. Para a proteção dos circuitos de saída dos quadros elétricos existe disjuntores com poder de corte de 40 A e diferencial de 63/4 para os pisos 2 e 3, disjuntores de 25 A e diferencial de 40/4 para o piso 1 e disjuntores de 16 A e diferencial de 63/4 para a ala desportiva.

A contagem de energia é feita junto do quadro geral, por meio de dois contadores trifásicos digitais situadas na edificação. Um é para contabilizar o consumo do ginásio, placa desportiva, onde se verifica um consumo bastante reduzido. E o outro é para a contagem interna da edificação. Utilizam-se um sistema pré pago onde, o Ministério de Educação (M.E) paga 70.000 ECV mensalmente e a escola acrescenta o que estiver em défice, cerca de 30.000 ECV mensal.

Os quadros parciais de cada piso são protegidos com disjuntores de 10 A para os circuitos de iluminação e 16 A para os circuitos de tomadas e diferencial de 63/4 A. A iluminação do edifício é assegurada, em grande parte, por lâmpadas fluorescentes com armadura (2 x 36W). Entretanto, encontra-se, também, lâmpadas led's de 3 e 9 W. Para a iluminação dos corredores e da parte exterior do edifício, faz-se uso de led's (3W), juntamente com "olhos de boi".

A figura 26, caracteriza a iluminação existente, com indicação por local, tipo e potência de cada lâmpada, quantidades, horas de funcionamento, consumo médio e a respetiva emissão de dióxido de carbono (CO₂) para o meio ambiente.

De referir que em termos de quantidade do tipo de lâmpadas instaladas no edifício as lâmpadas fluorescentes tubulares, com balastro ferromagnético são as mais representativas.

LOCAIS	Tipo	Modelo	Quant.	Quant. Lamp. p/ luminária	Potência Unit. [W]	Potência Total [kW]	Tempo Ligado	Func. [h/ano]	Consumo [kWh/ano]	Custo [ECV/ano]	Emissões [kgCO ₂ /kWh/ano]
Sala de Informatica 1	Fluorescente	T8	6	2	36	0,432	8	2048	884,74	24 436	415,8
Sala de Informatica 2	Fluorescente	T8	6	2	36	0,432	8	2048	884,74	24 436	415,8
Salas de Aula	Fluorescente	T8	360	2	36	25,92	6	1536	39 813,12	1 099 638	18 712,2
Sala de Professores	Fluorescente	T8	18	2	36	1,296	8	2048	2 654,21	73 309	1 247,5
Sala Administrativa	Fluorescente	T8	2	2	36	0,144	4	1024	147,46	4 073	69,3
Sala Diretora	Fluorescente	T8	8	2	36	0,576	3	768	442,37	12 218	207,9
Sala Servidor	Fluorescente	T8	6	2	36	0,432	4	1024	442,37	12 218	207,9
Sala de Materiais Informaticos	Fluorescente	T8	4	2	36	0,288	2	512	147,46	4 073	69,3
Salão Nobre	Fluorescente	T8	24	2	36	1,728	0,17	43,52	75,20	2 077	35,3
Sala de Matematica	Fluorescente	T8	8	2	36	0,576	4	1024	589,82	16 291	277,2
Sala de Acompanhamento	Fluorescente	T8	4	2	36	0,288	4	1024	294,91	8 145	138,6
Sala Geometria Descritiva	Fluorescente	T8	18	2	36	1,296	4	1024	1 327,10	36 655	623,7
Biblioteca	Led	E27	2	1	9	0,018	8	2048	36,86	1 018	17,3
	Fluorescente	T8	26	2	36	1,872	8	2048	3 833,86	105 891	1 801,9
W.C	Fluorescente	T8	13	2	36	0,936	8	2048	1 916,93	52 946	901,0
	Led	E27	6	1	9	0,054	8	2048	110,59	3 055	52,0
Corredores	Led	E27	61	1	3	0,183	12	3072	562,18	15 527	264,2
Secretária e Reprografia	Fluorescente	T8	12	2	36	0,864	4	1024	884,74	24 436	415,8
Recadação	Fluorescente	T8	2	2	36	0,144	2	512	73,73	2 036	34,7
Armazém	Fluorescente	T8	8	2	36	0,576	4	1024	589,82	16 291	277,2
Espaço Físico	Fluorescente	T8	24	6	18	2,592	2	512	1 327,10	36 655	623,7
	Fluorescente	T8	18	6	36	3,888	2	512	1 990,66	54 982	935,6
Cave	Fluorescente	T8	4	2	36	0,288	4	1024	294,91	8 145	138,6
Cantina	Led	E27	15	1	9	0,135	2	512	69,12	1 909	32,5
					TOTAL	45,17			54 385	1 502 116	25 561

Figura 25: Caracterização da iluminação e respetiva emissão de CO₂

Fonte: Autor

As figuras 27 e 28, apresentam as percentagens relativas à distribuição do sistema de iluminação, por tipos de lâmpadas, pela potência instalada e pelo consumo específico por cada tipo de lâmpadas existente.



Figura 26: Percentagem por tipo de lâmpadas

Fonte: Autor

Em termos do tipo de lâmpadas instaladas no edifício, as fluorescentes tubulares, com balastro ferromagnético são as mais representativas com 99% da potência instalada.

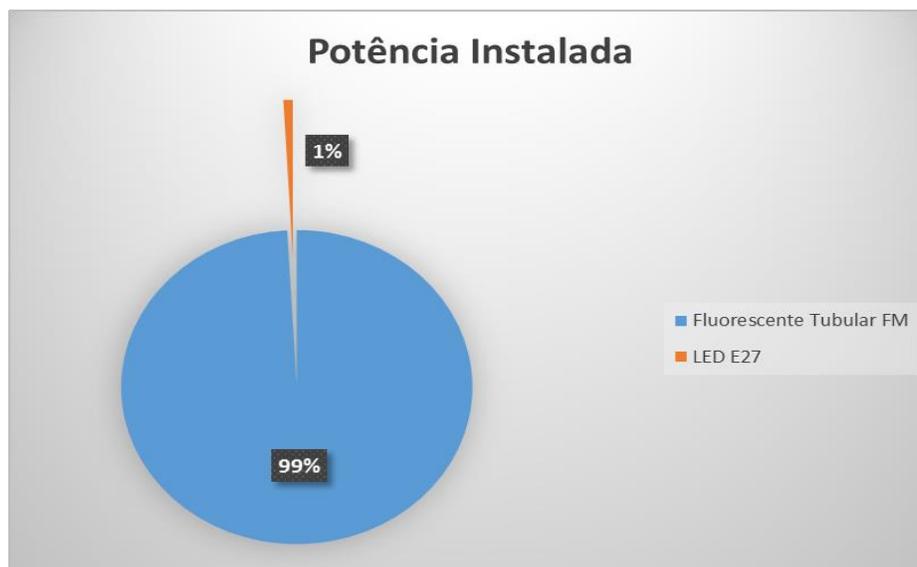


Figura 27: Potência instalada por tipo de lâmpada

Fonte: Autor

Com base nos levantamentos realizados na instalação, elaborou-se a seguinte tabela que reporta o consumo e custo por tipo de equipamentos e a quantidade de emissão de carbono, que é um dos factores determinante do uso de sistemas renováveis.

Equipamentos	Potência Total Instalada [kW]	Consumo [kWh/ano]	Custo [ECV/ano]	Emissões [kgCO2/kWh/ano]
AVAC	18	10 916	301 494	5 130
Iluminação	45,17	54 385	1 502 116	25 561
Multimédia	24,81	22 489	621 142	10 570
Equipamento de Apoio	15,23	13 696,78	378 304,95	6 437,48
TOTAL	104	101 486	2 803 056	47 699

Tabela 5: Consumo por setor

Fonte: Autor

De notar que, da análise do perfil do consumo energético desagregado verifica-se que a iluminação e os equipamentos multimédia são os maiores responsáveis pelo consumo de energia eléctrica nas instalações, representado na figura seguinte:

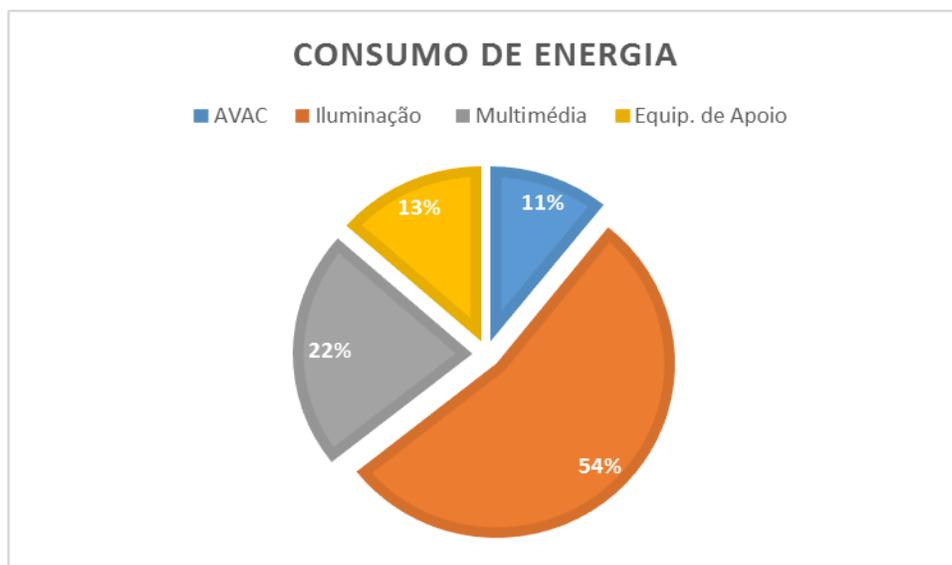


Figura 28: Repartição do consumo por sector

Fonte: Autor

4. Dimensionamento do sistema fotovoltaico

i. Descrição do sistema

O sistema projetado será integrado com a rede, de modo que a carga será duplamente alimentada, pela rede elétrica da concessionária e pelo gerador fotovoltaicos. O dimensionamento do sistema foi calculado visando atender 60% da carga diária consumida pela instituição. Para a simulação considerou-se o período de funcionamento da escola das 08 horas às 18 horas, período no qual há incidência de sol e ocorre a maior demanda de energia. Nos períodos em que a radiação solar é fraca ou inexistente, tais como o noturno, dias de chuvas ou na presença de nuvens, o atendimento à carga passa a ser feito pelo sistema de distribuição da concessionária.

ii. Potência do sistema

Para determinar a potência instalada, considerou-se 60% do perfil de consumo do ano económico 2018/19. Assim é obtido o valor de 11,82 kWp, para HSP de 6,21 h e rendimento de sistema de 0,931, como pode observar abaixo:

$$P_{fv} = wd / (HSP \times \eta_{sist})$$

$$P_{fv} = 69,28 / (6,21 \times 0,931) = 11,82 \text{ kWp}$$

iii. Módulo fotovoltaico

De acordo com a equação (14), foram considerados 32 módulos fotovoltaicos de 370 Wp, com tecnologia de Silício Monocristalino, modelo LG370Q1C-V5, da empresa Life's Good (LG), com eficiência de 20,1%.

$$N_{mód} = 11820 / 370 = 32 \text{ módulos}$$

A seguir, ilustração do módulo fotovoltaico.

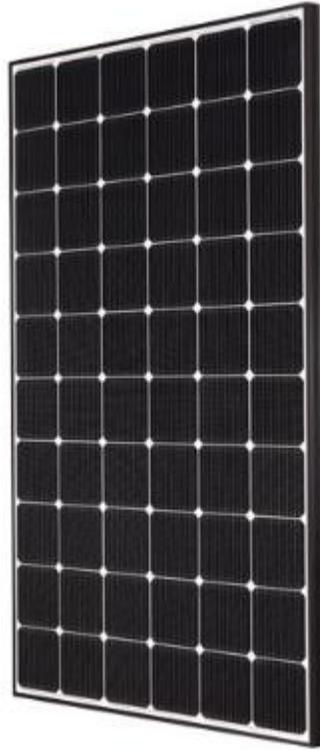


Figura 29: Módulo FV m-Si

Fonte: Life's Good (LG)

Consoante as equações (15), (16) e (17) foram determinadas as tensões para as temperaturas extremas do módulo.

$$V_{ca} (-10\text{ }^{\circ}\text{C}) = 42,8 + 35 \times 0,24 = 51,2\text{ V}$$

$$V_{mpp} (-10\text{ }^{\circ}\text{C}) = 37 + 35 \times 0,24 = 45,4\text{ V}$$

$$V_{mpp} (70\text{ }^{\circ}\text{C}) = 37 - 45 \times 0,24 = 26,2\text{ V}$$

iv. Inversor

O inversor é um dos principais equipamentos do sistema, uma vez que ele faz a interligação com o sistema em corrente alternada da rede de distribuição. De acordo com a equação (19), a potência do inversor é:

$$0,7 \times 11820 \leq P_{inv} \leq 1,2 \times 11820 \rightarrow 8274 \leq P_{inv} \leq 14184\text{ [kW]}$$

Foi considerado 1 inversor central de 15 kW da marca SMA. A seguir, ilustração do Inversor.



Figura 30: Inversor do sistema FV

Fonte: SMA

v. Número de fileiras

De acordo com as equações (20) e (21), o número máximo e mínimo de módulos estimado por fileira é de 20 e 6 módulos, respectivamente.

$$N_{\text{máx}} = 1000 / 51,2 \approx 20 \text{ módulos}$$

$$N_{\text{mín}} = 150 / 26,2 \approx 6 \text{ módulos}$$

Para o projeto, assume-se 2 fileiras com 16 módulos cada, sendo uma na entrada A e uma na entrada B do inversor. Realçando que o inversor possui 2 entradas, A e B, sendo cada entrada com 3 string e uma corrente 33A.

vi. Área disponível

Para a instalação do sistema, foi considerada a área disponível no terraço de aproximadamente 630 m², cuja área útil para o projeto corresponde à 56 m² consoante a equação (22).

$$\text{Área do campo FV} = 1,7 \times 1,016 \times 32 = 56 \text{ m}^2$$

A área já era, desde sempre, reservado para implementação de um sistema FV, não acarretando, portanto, quaisquer custos adicionais para o projeto.

vii. Compatibilidade painel-inversor

Os parâmetros de entrada do inversor devem ser respeitados de modo que o sistema não entre em colapso. Para tal, a compatibilidade do sistema foi testada consoante as equações (25), (26), (27) e (28).

$$V_{ca} (-10 \text{ }^\circ\text{C}) = 51,2 \times 16 = 819,2 \text{ V}$$

$$V_{mpp} (-10 \text{ }^\circ\text{C}) = 45,2 \times 16 = 726,4 \text{ V}$$

$$V_{mpp} (70 \text{ }^\circ\text{C}) = 26,2 \times 16 = 419,2 \text{ V}$$

$$I_{mpp} = 2 \times 10,82 = 21,64 \text{ A}$$

Pode observar que os dados de saída do gerador satisfaz as condições de entrada do inversor.

$$V_{ca} (-10 \text{ }^\circ\text{C}) < V_{\text{máx}} \text{ do inversor (1000 V)} \rightarrow \text{Aceitável}$$

$$V_{mpp} (-10 \text{ }^\circ\text{C}) > V_{\text{mín}} \text{ do inversor (150 V)} \rightarrow \text{Aceitável}$$

$$V_{mpp} (70 \text{ }^\circ\text{C}) < V_{\text{máx}} \text{ do inversor (1000 V)} \rightarrow \text{Aceitável}$$

$$I_{mpp} < I \text{ inversor (33 A/33 A)} \rightarrow \text{Aceitável}$$

viii. Cabos

De acordo com as equações (29) e (30), a secção dos cabos corrente continua e corrente alternada a serem utilizados na instalação foram ambos dimensionadas para 6 mm².

$$SDC = (2 \times 20 \times 10,82) / (0,01 \times 592 \times 56) = 1,3 \text{ mm}^2$$

$$SAC = (\sqrt{3} \times 10 \times 33 \times 1) / (0,03 \times 380 \times 56) = 1,8 \text{ mm}^2$$

Embora a cabo DC de 4 mm² possa suportar a corrente admissível, a distância entre o gerador FV e o inversor é grande, portanto, obteve-se pelo cabo de 6mm², de modo a minimizar as perdas de cabo.

ix. Dispositivos de proteção

Para garantir a segurança do sistema contra corrente inversa e curto circuitos, foi considerado fusíveis positivos e negativos nas fileiras de módulos, nos valores de 18 A, consoante a equação (31).

$$I_{\text{fusível}} = 1,5 \times 10,82 = 16,23$$

E para a proteção contra sobretensão no sistema, os DPS foram estipulado para valores de 800 V, consoante a equação (33).

$$1 \times 592 \leq VDST \leq 1,4 \times 592 \rightarrow V \leq VDST \leq 828,8V$$

Para a proteção do inversor (lado AC) é utilizado disjuntor de 32 A que se encontre dentro da condição $I_B \leq I_n \leq I_Z$. $I_B = 29 \text{ A}$ e $I_Z = 36,25 \text{ A}$. Adicionalmente, faz-se o uso de um disjuntor diferencial com o valor de 40 A. O sistema é aterrado, isolado à barra de aterramento do edifício, com um cabo de secção de 16 mm².

$$I_Z = 1,25 \times 29 = 36,25 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z$$

$$29 \leq I_n \leq 36,25 \rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

$$1,45 \times 32 \leq 1,45 \times 36,25$$

$$46,4 \text{ A} < 52,25 \text{ A}$$

5. Resultados de simulação no software – Sunny Design

Após se ter feito o dimensionamento da instalação, utilizou-se o Sunny Design para confirmar os resultados obtidos. Na figura 32 esta representa a estimativa da geração fotovoltaica do sistema para cada mês do ano. O resultado da simulação para a geração anual configurou-se abaixo do dimensionado (23.232 kWh). Este factor é essencial para a

determinação da economia mensal obtida com a implementação do parque FV. Para tal foi utilizado a geração anual calculada.

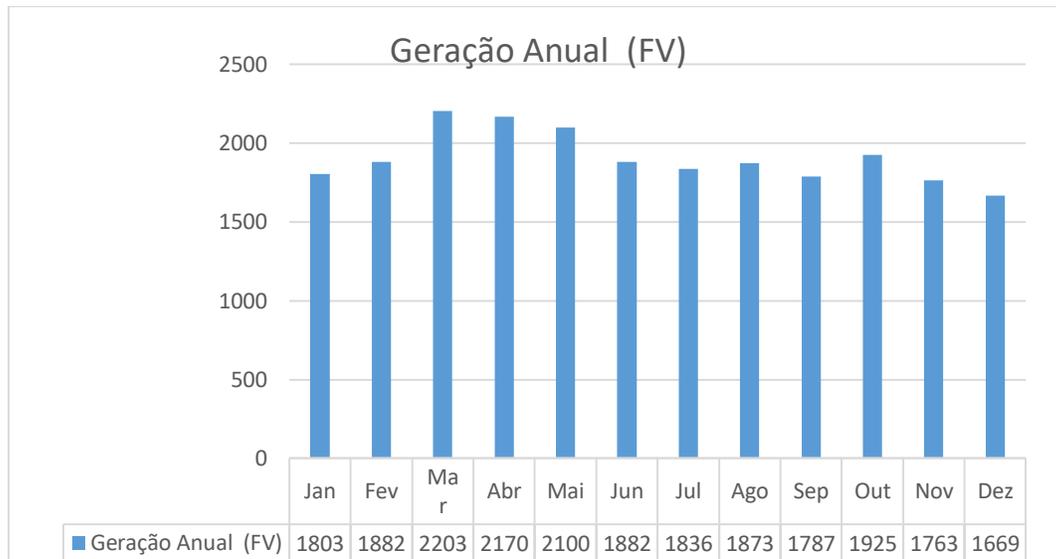


Figura 31: Geração Anual de energia

Fonte: Autor (dados de simulação)

Como pode constatar, com a figura acima, os meses com maior geração de energia correspondem aos de Março e Maio. E os meses com menor geração correspondem aos de Dezembro e Setembro.

De modo a ter uma noção do comportamento do consumo de energia com o sistema FV implementado é apresentado o diagrama de carga (figura 33) para um dia de boa radiação solar. Neste diagrama a área à azul representa a energia FV gerada e a área à cinzenta a energia fóssil.



Figura 32: Diagrama de carga

Fonte: Relatório de simulação

Com a análise da figura, verifica-se que o nível de geração FV foi inferior ao nível de energia fóssil. No entanto, isto representa uma elevada redução no consumo da energia fóssil diário e, conseqüentemente, gera economia. Realçando que o sistema foi dimensionado para alimentar 60% da carga consumida.

O gráfico da figura (34) representa a relação entre a energia atual consumida (sem geração FV), a autogeração FV e a energia consumida da rede pelo edifício, mensalmente.

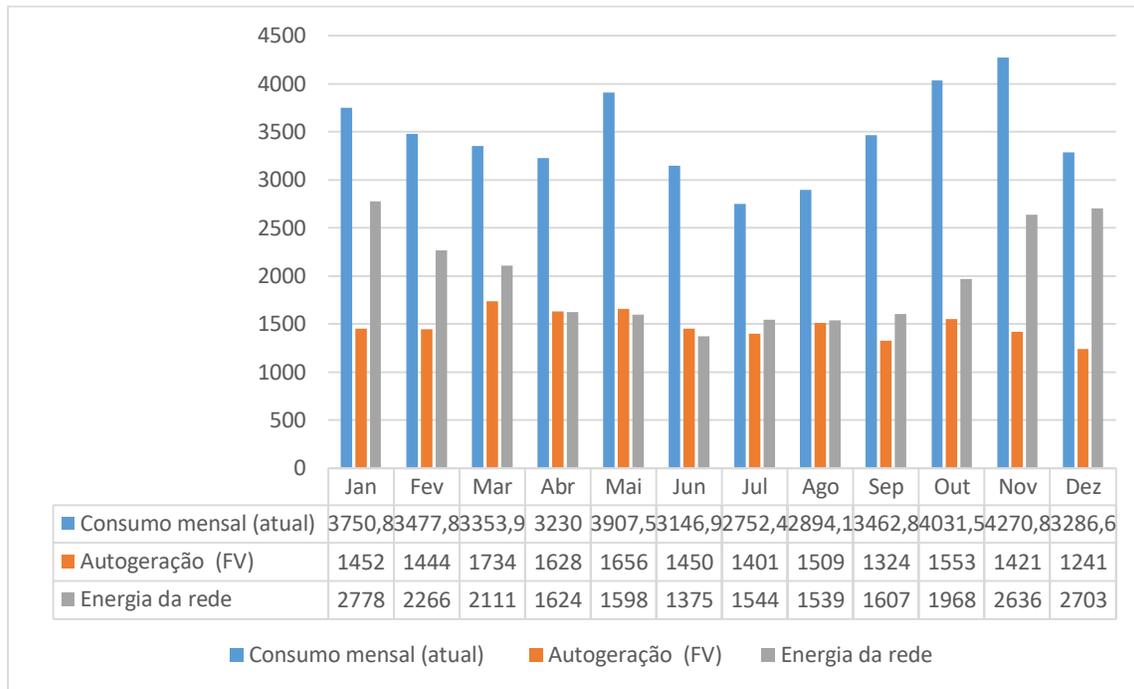


Figura 33: Consumo atual,

Fonte: Autor (dados de simulação)

Com a geração FV o consumo de energia proveniente da concessionária reduz-se significativamente e, conseqüentemente, o custo da fatura de energia. A autogeração representa 42,7% do consumo anual e ainda beneficia de uma parcela de energia injetada na rede (EIR) no total de 5080 KWh, conforme indicado na tabela 8.

Tabela 6: Energia injetada na rede

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Sep	Out	Nov	Dez
E.I.R (KWh)	351	438	469	542	444	432	435	364	463	372	342	428

Fonte: Autor (dados de simulação)

CAPÍTULO IV. ANÁLISE ECONÓMICA E AMBIENTAL

1. Análise da viabilidade económica

O sol apresenta-se disponível de forma natural sem quaisquer custos. Porém, para transformar este recurso em energia elétrica é necessário tecnologias específicas, que acarretam custos, por vezes bastante consideráveis. Esse custo deve ser considerado no momento de decidir se a energia solar fotovoltaica é ou não a melhor alternativa a seguir.

i. Método de análise do investimento

- **Valor Presente Líquido (VPL)**

O valor presente líquido consiste em quantificar, em valores atuais, qual valor de riqueza será gerado pelo projeto. É trazer todas as entradas e saídas futuras a valor presente, durante toda a vida útil do empreendimento (AYRÃO, 2018). Segundo o mesmo autor, o cálculo do VPL pode resultar em três possíveis situações:

- $VPL > 0$ investimento traz riqueza;
- $VPL = 0$ é indiferente investir ou não;
- $VPL < 0$ destruiu valor ou perdeu riqueza;

- **Taxa Interna de Retorno (TIR)**

A taxa interna de retorno representa a média periódica de retorno de um projeto que possa repor, de forma integral e exata, o investimento realizado (BROM; BALIAN, 2007). A TIR é taxa que torna o VPL nulo.

- **Tempo de Retorno do Investimento (TRI)**

O *payback* ou TRI é o tempo necessário para que um determinado investimento se retorne ao investidor (AYRÃO, 2018).

Outros autores preferem incluir, também, o impacto das decisões financeiras e das influências governamentais, nomeadamente, os juros pagos, as taxas de imposto e créditos fiscais atribuídos aos projectos de energia.

- **Investimento**

O investimento realizado no sistema de energia fotovoltaica inclui, os seguintes componentes: (i) módulos fotovoltaicos, (ii) inversores, (iii) estrutura de fixação para montagem, suporte e conexão dos módulos e ainda (iv) custos de instalação, resumidos na tabela 9.

Tabela 7: Estimativa do investimento inicial

ESTIMATIVA DE CUSTOS DO SISTEMA					
Descrição	Unidade	Quant.	Preço Unit. [€]	Preço Unit. [ECV]	Preço Total [ECV]
Gerador fotovoltaico de 11,72 kWp Inclui:					1 616 209
Módulos fotovoltaicos 370Wp	un.	32	150	16 540	529 272
Inversor de Rede	un.	1	2 375	261 879	261 879
Estrutura de Fixação e Acessórios de Montagem	un.	1	4 000	441 060	441 060
Rede Terra	un.	1	100	11 027	11 027
Quadro Elétrico e Cablagens					74 539
Dispositivos de Proteção (PV <i>Disconnect</i> e PV <i>Protector</i>)	un.	1	400	44 106	44 106
Cabo Solar 6mm2	Mts	100	1	110	11 027
Cabo Elétrico Ac	Mts	10	2	221	2 205
Montagem					350 000
Transporte e Desalfandegamento dos Materiais					150 000
TOTAL (ECV)					2 190 748

Fonte: Autor

- **Taxa de atualização**

A taxa de atualização é a taxa a que os investidores pretendem ver remunerado um determinado investimento e varia de acordo com as circunstâncias, localização e o período de tempo em análise. Para o projeto é utilizado a taxa de 3,2%.

- **Custo de Operação e Manutenção (O&M)**

Os custos de operação e manutenção variam de acordo com as condições locais da instalação, segundo realça (DARLING, *et all*, 2011). Por exemplo, nas áreas poeirentas ou com queda de neve, a limpeza dos painéis será mais frequente. Adicionalmente deverá ser considerado o custo de substituição dos inversores, tendo em conta que a vida útil dos inversores é menor do que os módulos fotovoltaicos ou ainda o custo do terreno onde é instalada a central fotovoltaica. Para o presente projeto o inversor é substituído no ano 16.

- **Taxa de degradação**

A taxa de degradação do sistema, segundo (BRANKER *et all*, 2011), representa a percentagem de diminuição na produção de energia ao longo do tempo de funcionamento. O processo de degradação gradual ocorre devido as condições meteorológicas, oxidação e corrosão, bem como devido à qualidade de produção das células, o tipo de célula solar utilizado e ainda o nível de produção de electricidade. Para tal, o projeto assume uma perda de rendimento de 15% ao longo dos 25 anos.

- **Vida útil**

As avaliações económicas e financeiras dos sistemas solares fotovoltaicos consideram normalmente a vida útil sobre a qual recai a garantia do produtor entre 20 a 25 anos.

ii. Resultados

Aqui apresenta-se o resultado da Avaliação económica-financeira do investimento de um sistema ligado a rede eléctrica. A análise do investimento teve como parâmetros os seguintes pontos:

- Custo da tarifa de energia aplicada pela concessionária, que é de 28 \$/kWh;
- Previsão do aumento do custo de energia médio anual: 1% a.a;
- Geração anual do sistema fotovoltaico: 23323 KWh;
- Custo do sistema: 2 190 748 ECV;
- Vida útil do projeto: 25 anos;
- Troca do inversor: 16 anos;

- Perda de rendimento do sistema de 15% ao fim dos 25 anos;
- Taxa de atualização de 3,2%.

Considerando o aumento do custo de energia e a troca do inversor no ano 16 tem-se o fluxo de caixa representado pelo gráfico, sendo que os valores (-) representa o desembolso financeiro e os valores (+) representam entrada na Caixa (no caso, dinheiro não gasto com conta de energia elétrica).

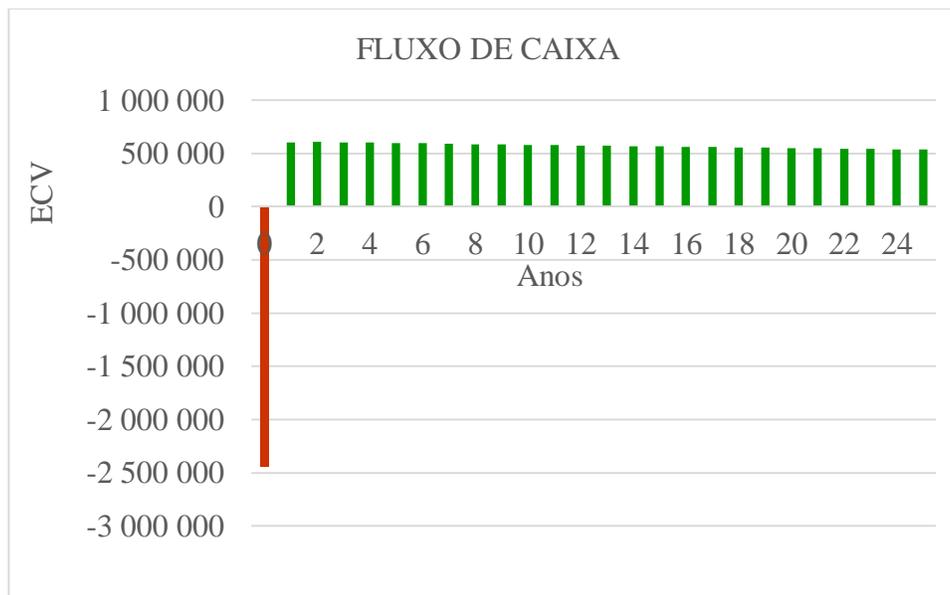


Figura 34: Fluxo de Caixa

Fonte: Autor

Analisando a figura, observa-se que o ano zero assume valores negativos, pelo facto de neste ano ser marcado pelo lançamento do investimento do projeto. A tendência decrescente do fluxo de caixa justifica-se pela degradação ou perda de eficiência do módulo ao longo dos anos, com efeitos diretos na energia economizada quanto valor de entrada, como mostra a tabela 10.

Tabela 8: Geração, Poupança e substituição de equipamentos durante a vida útil do sistema

Ano	Produção anual (KWh)	Poupança anual (ECV)	Substituição de equip. (ECV)	Ano	Produção anual (KWh)	Poupança anual (ECV)	Substituição de equip. (ECV)
1	23 232	694 637	0	14	21 766	657 324	0
2	23 116	698 075	0	15	21 658	654 037	0
3	23 000	694 585	0	16	21 549	650 767	261 879
4	22 885	691 112	0	17	21 442	647 513	0
5	22 771	687 656	0	18	21 334	644 275	0
6	22 657	684 218	0	19	21 228	641 054	0
7	22 544	680 797	0	20	21 122	637 849	0
8	22 431	677 393	0	21	21 016	634 659	0
9	22 319	674 006	0	22	20 911	631 486	0
10	22 207	670 636	0	23	20 806	628 329	0
11	22 096	667 283	0	24	20 702	625 187	0
12	21 986	663 946	0	25	20 599	622 061	0
13	21 876	660 627	0	-----	-----	-----	-----

Fonte: Autor

Na figura 36, observa-se o fluxo de caixa atualizado acumulado ao longo do período de vida do parque fotovoltaico. Podendo ver que o VPL é positivo a partir do ano 5, após a implementação do projeto. Portanto, em 5 anos o capital investido é recuperado.

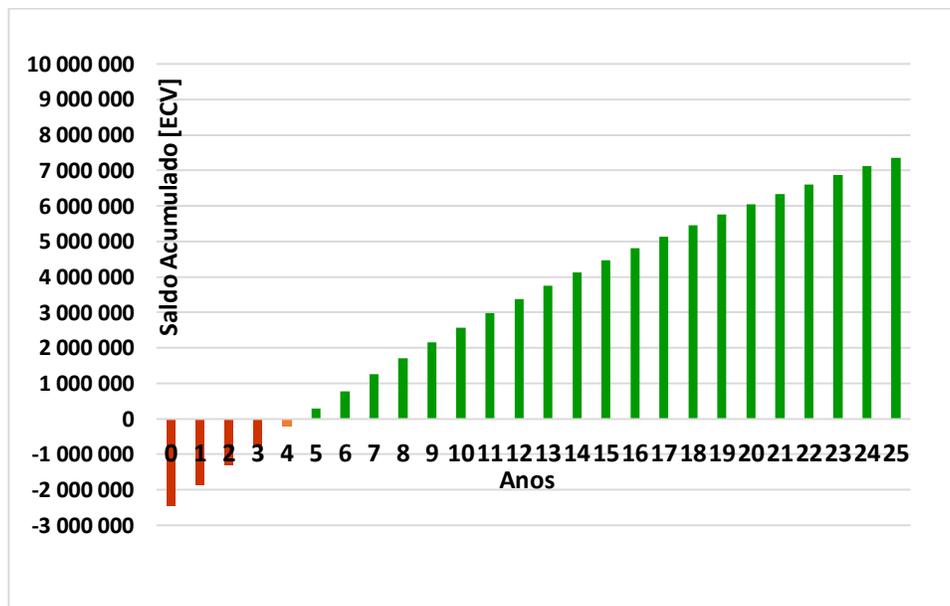


Figura 35: Fluxo de Caixa do SFCR atualizado acumulado

Fonte: Autor

Resumidamente, em termos económicos e financeiro o sistema de produção de energia solar apresenta um Valor Acumulado (VPL) ao longo da vida útil de 25 anos de 7.364.813 ECV, uma Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) de 24,21% e um período de retorno de investimento (*payback*) de 04 anos e 9 meses.

2. Aspetos ambientais

A avaliação de impactes ambientais é um processo formal para identificar efeitos esperados de atividades ou projetos no ambiente e meios e medidas para mitigar e monitorar esses impactes. Embora à energia solar estejam associados benefícios ambientais significativos do ponto de vista de emissão de poluentes à atmosfera, existe outros aspectos ambientais que não podem ser negligenciados (CASTRO, 2011). Nesta perspetiva, fez-se o estudo do local de implementação do projeto com vista a precaver qualquer efeito adverso.

Atendendo que, a área de implementação do projeto não se integra em nenhum tipo de Áreas Sensíveis, tipificadas pelo regime jurídico da AIA, o sistema fotovoltaico não acarreta nenhum problema e/ou constrangimento ao ambiente físico. É de realçar também que, por ocupar o terraço da escola, o sistema não interfere em nada no que se refere a destruição da flora e da fauna.

Sendo, os sistemas fotovoltaicos uma tecnologia silenciosa, este não emerge qualquer tipo poluição sonora, ao longo do seu processo de produção (com excessão durante o periodo de montagem e/ou manutenção do sistema). Em termos do impacte visual, o projeto enquadra de forma harmoniosa com o ambiente e a estrutura do edificio. O sistema fará o uso da instalação elétrica já existente, sem que haja grandes interferências na estética do edificio e nas canalizações elétricas. A questão visual muitas vezes é relativa, tendo em vista que para alguns é esteticamente correta e para outros é visto como uma intrusão ao meio.

Numa ótica de ciclo de vida, bem como a preocupação com os materiais usados no processo de fabricação dos componentes do sistema FV, a correta gestão desses recursos revela ser crucial. Nos painéis fotovoltaicos, por exemplo, utilizam uma complexa gama de materiais, tais como alumínio, cádmio, cobre, índio, gálio e o silício, e caso estes forem descartados

(por danificar ou tempo de vida concluída) de forma inadequada, os resíduos podem gerar impacto ambiental, como contaminação do solo por metais pesados.

Durante a fase de exploração, os possíveis impactos negativos poderão decorrer dos procedimentos associados a atividades de manutenção e reparação de equipamentos e limpeza dos painéis fotovoltaicos.

CAPÍTULO V – MANUTENÇÃO E CONCLUSÃO

1. Manutenção

i. Manutenção preventiva

Define-se como manutenção preventiva todas as ações e inspeções regulares realizadas com o objetivo de prevenir e detetar anomalias, preservar e assegurar o bom funcionamento da planta. As principais tarefas de manutenção preventiva a realizar nas instalações estão descritas na tabela 11.

Tabela 9: Principais tarefas de manutenção a executar

Equipamentos	Ações a realizar	Periodicidade
Cablagem	Revisão do estado da cablagem.	6 meses
	Inspeção das ligações e terminais.	
	Teste das quedas de tensão no lado DC.	
	Análise da cablagem de proteção à terra	
Estado dos módulos e Estrutura	Situação face ao projecto inicial.	6 meses
	Limpeza e verificar a presença de danos que afetem a segurança e proteções.	
	Revisão de danos na estrutura de suporte.	
	Verificar o estado de deterioração devido aos agentes ambientais.	
Inversores	Analisar o estado de funcionamento.	6 meses
	Estado dos indicadores luminosos/visor e alarmes.	
Equipamentos de segurança e proteção	Verificação dos terminais, caixa de medição e vareta de terra.	6 meses
	Teste do funcionamento dos interruptores de corte.	
	Teste do funcionamento dos disjuntores.	

	Verificação do estado dos fusíveis.	
	Calibração e limpeza dos aparelhos de medição.	
Equipamentos de monitorização	Analisar o funcionamento e calibração do sistema de aquisição de dados. Verificação do sistema de armazenamento de dados.	12 meses

Fonte: Autor

ii. Manutenção corretiva

A manutenção corretiva é composta por todas as ações provocadas por danos resultantes de equipamentos e/ou sistemas que estão com defeito ou em mau estado, para garantir o funcionamento adequado dos equipamentos e dos seus componentes.

As principais tarefas da manutenção corretiva no parque são:

- Análise do problema e notificação da ação a executar;
- Substituição ou reparação de equipamentos e componentes defeituosos, bem como o seu reacondicionamento e posta em marcha.

Tal como no caso da manutenção preventiva, recomenda-se que todas as tarefas de manutenção correctiva sejam registradas no Livro de Manutenção por equipas especializadas e seguindo o manual do fabricante.

É também aconselhado que sejam utilizadas peças de reposição do mesmo fabricante original, ou equivalentes, sempre que haja uma autorização do fabricante. Estas peças deverão ser no mínimo equivalentes às originais nas suas características técnicas, de eficiência e de qualidade.

2. Conclusão

O uso da energia fotovoltaica tem vindo a crescer nas últimas décadas em diferentes aplicações. Porém, quando se refere aos sistemas interligados a rede elétrica, Cabo Verde ainda se encontra um pouco retraída diante de todo o potencial fotovoltaico que dispõe.

Por vezes, aspetos técnicos e económicos tem a tendência de inviabilizar a utilização dos sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica. Contudo, com boa capacidade de investimento, gestão e planeamento, as escolas nacionais podem beneficiar da energia solar fotovoltaica. E desta forma, proporcionar aos alunos um espaço de aprendizagem prática.

Com o levantamento e análise dos dados de consumo energético da escola, pude constatar que a potência consumida é maior que a potência contratada. Na origem disso pode estar um pequeno desvio referente ao levantamento do número de horas de funcionamento dos equipamentos, bem como a potência atribuída.

Analogamente, o uso da energia solar FV contribui, além de diversificar a matrix energética, para a prevenção ambiental e económica do país, registando desta forma uma redução considerável dos combustíveis fósseis e dos custos a estes associados que tende a ser elevado nas instituições públicas.

Do potencial de energia solar registrado na cidade da Praia, conclui-se que a integração de sistemas de microgeração revela-se bastante aliciente, tendo em conta a sua contribuição para suprir a necessidade energética das escolas e/ou qualquer outro edifício.

Face aos resultados do estudo, o sistema representara uma autonomia energética no edifício em mais de 78%. Ponderando dizer que a adoção de um sistema conectado a rede revelou ser mais adequada, uma vez que o recurso solar não é constante.

Ao nível financeiro obteve-se o retorno do investimento num período inferior à 5 anos. Obtendo, desta forma, benefícios tais como: a redução da fatura de energia elétrica e uma elevada lucratividade do investimento. É de referir também, que a eficiência energética é uma

ferramenta importantíssimo a ser adotado no edifício face a uma melhor gestão do recurso e assim alcançar os objetivos almejados para o mesmo.

Conclui-se que foi elaborado, com êxito, o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Foi verificado que há disponibilidade de espaço e condições físicas favoráveis ao desenvolvimento da instalação do sistema dimensionado. Em que, caso haja interesse e recursos financeiro suficientes para elaboração e implementação do projeto, é possível concretizá-lo.

De todo modo, este trabalho cumpriu com o objetivo inicialmente proposto, mostrando que sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica são viáveis, em termos técnicos, económicos e sustentáveis na cidade da Praia. Por último, vale destacar que as limitações deste trabalho não comprometem em nenhum grau os resultados, mas pesquisas futuras podem aperfeiçoar o estudo realizado.

Como sugestões de trabalhos futuros tem-se os seguintes:

- Monitoramento da energia elétrica produzida mensalmente para levantamento da influência das variações climáticas na produção de eletricidade;
- Expandir o sistema fotovoltaico, de modo a minimizar a energia obtida junto da concessionária.

Referências bibliográficas

- [1] AYRÃO, Vinicius. Energia Fotovoltaica no Brasil: Conceitos, Aplicações e Estudos de casos – Rio de Janeiro, 2018.
- [2] BAPTISTA, J. M. R., SANTOS, R. M. (2010). Fundamentos de Energia Solar Fotovoltaica. Série Didáctica, Ciências Aplicadas 383. Vila Real: UTAD.
- [3] BENITO, Tomás. Práticas de Energia Solar Fotovoltaica. Porto: Publindustria, 2009;
- [4] Boletim Oficial da República de Cabo Verde – Resolução n° 39 de 8 de Abril de 2019.
- [5] Boletim Oficial da República de Cabo Verde – Decreto-Lei n°24/2018, de 15 de Outubro.
- [6] BAPTISTA, J. M. R., SANTOS, R. M. (2010). Fundamentos de Energia Solar Fotovoltaica. Série Didáctica, Ciências Aplicadas 383. Vila Real: UTAD.
- [7] BRANKER, K. et all (2011), A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity, Renewable & sustainable Energy.
- [8] BROM, L.G.; BALIAN, J.E.A. Análise de Investimentos e Capital de Giro: Conceitos e Aplicações. São Paulo: Saraiva, 2007.
- [9] CÂMARA, Carlos – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica – Monografia apresentada à Universidade Federal de Lavras. Lavras, 2011.
- [10] CAMARGO, Lucas – Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica – Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Universidade Estadual de Londrina. Londrina, 2017.
- [11] CAMPOS, Mayara e ALCANTARA, Linicius – Congresso Brasileiro de educação em Engenharia, 2013.
- [12] CASTRO, Rui. Uma Introdução as Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica. Editora IST Press, 1° Edição, 2011;

- [13] DARLING, Seth B. et al (2011), Assumptions and the Levelized Cost of Energy for Photovoltaics, Energy & Environmental Science, The Royal Society of Chemistry 2011.
- [14] FREITAS, Susana – Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado em Engenharia Industrial apresentado no Instituto Politécnico de Bragança. Bragança, 2008.
- [15] Gesto Energy Solutions – Plano Energético Renovável de Cabo Verde, 2011.
- [16] GRAÇA, Randi – Empresa de energia solar em Cabo Verde. Dissertação de mestrado em Engenharia Industrial apresentado no Instituto Politécnico de Bragança. Bragança, 2019.
- [17] GREENPRO. Energia Fotovoltaica manual sobre tecnologias, projetos e instalações, 2004.
- [18] IMHOFF, J. Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos. Dissertação de Mestrado apresentada à Escola de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria, 2017.
- [19] MESSENGER, R. A., VENTRE, J.– Photovoltaic Systems Engineering. (2ª Ed). CRC Press, 2004.
- [20] MORAIS, Josué. Processos Fotovoltaicos – Da teoria à Prática. Publindustria, 2009.
- [21] OVELHA, Rui. Projeto – Dimensionamento e instalação de soluções fotovoltaico numa moradia offgrid. Dissertação de mestrado apresentada à Universidade de Lisboa. Lisboa, 2017.
- [22] PEREIRA, Enio et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos, 2016.
- [23] PEREIRA, Filipe e OLIVEIRA, Manuel: Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica. 2.º Ed. Publindustria 2015;
- [24] PINHO, J.; GALDINO, M. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Cepel / Cresesb, 2014.

[25] Plano Energético de Energias Renováveis de Cabo Verde (PERCV), 2011.

[26] RUTHER, Ricardo. Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil. Florianópolis: UFSC / Labsolar, 2004.

[27] SCHEIBLER, Gustavo. Projeto de abastecimento de energia electrica auxiliar a partir de painéis fotovoltaicos para uso residencial. Projeto de conclusão de curso, apresentado ao Cento Universitário UNIVATES. Lajeado, 2015.

[28] VALLÊRA, A.M. e BRITO, M.C. (2006), Meio Século de História Fotovoltaica, Gazeta de Física.

Website:

[1] www.energiasrenovaveis.cv

[2] www.portalenergia.com

Apendice

Equivalentes Energéticos e Fatores de Emissão Carbónica

Na tabela seguinte apresentam-se os valores de equivalência energética e o fator de emissão carbónica das formas de energia usadas na Universidade, constantes no Despacho n° 17313/2008 da DGEG - Portugal.

Formas de Energia	Unidade	PCI		FE
		MJ/Unidade	Kgep/unidade	kgCO2e/tep
Energia Elétrica	KWh	3,6	0,215	2.186,05

ANEXOS

Anexo 1: Relatório de simulação

Dimensionamentos dos inversores

Projecto: Novo projecto
Número do projecto:

Local de instalação: Cape Verde / Praia
Temperatura ambiente:
Temperatura mínima: 17 °C
Temperatura de dimensionamento: 24 °C
Temperatura máxima: 32 °C

Projecto parcial Projecto parcial 1

1 x SMA STP 15000TL-30 (Sistema parcial 1)

Potência de pico:	11,84 kWp
Quantidade total de módulos FV:	32
Número de inversores fotovoltaicos:	1
Potência máx. CC (cos $\varphi = 1$):	15,33 kW
Potência activa máx. CA (cos $\varphi = 1$):	15,00 kW
Tensão de rede:	220V (220V / 380V)
Razão de potência nominal:	129 %
Factor de dimensionamento:	78,9 %
Factor de desfasamento cos φ :	1
Horas em carga plena:	1526,3 h



SMA STP 15000TL-30

Dados de dimensionamento fotovoltaico

Entrada A: Gerador fotovoltaico 1
16 x LG Electronics Inc. LG370Q1C-V5 (Neon R) (08/2019), Azimute: 0 °, Inclinação: 16 °, Tipo de montagem: Telhado

Entrada B: Gerador fotovoltaico 1
16 x LG Electronics Inc. LG370Q1C-V5 (Neon R) (08/2019), Azimute: 0 °, Inclinação: 16 °, Tipo de montagem: Telhado

	Entrada A:	Entrada B:
Número de strings:	1	1
Módulos FV:	16	16
Potência de pico (entrada):	5,92 kWp	5,92 kWp
Tensão FV típica:	554 V	554 V
Tensão FV mín.:	531 V	531 V
Potência CC mín. (tensão de rede 220 V):	150 V	150 V
Tensão FV máx.:	698 V	698 V
Tensão CC máx.:	1000 V	1000 V
Corrente máx. do gerador FV:	10,0 A	10,0 A
Corrente máx. de entrada por rastreamento MPP:	33 A	33 A
Corrente máx. de curto-circuito por rastreamento	43 A	43 A
Corrente máx. de curto-circuito (sistema fotovoltaico):	10,8 A	10,8 A

Sistema fotovoltaico / Inversor compatíveis

Dimensionamento dos cabos

Nome do projecto: Novo projecto

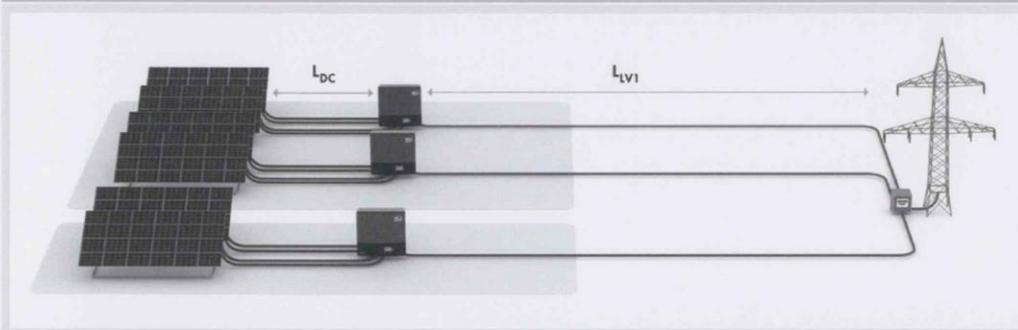
Local de instalação: Cape Verde / Praia

Número do projecto:

Vista geral

	☑ CC	☑ LV	☑ Total
Potência dissipada no modo nominal	26,77 W	26,18 W	52,95 W
Potência dissipada rel. no modo nominal	0,23 %	0,23 %	0,46 %
Comprimento total do cabo	80,00 m	10,00 m	90,00 m
Secções dos cabos	6 mm ²	6 mm ²	6 mm ²

Gráfico



Cabos de CC

	Material do cabo	Comprimento simples	Secção	Queda de tensão	Potência dissipada rel.	
Projecto parcial 1						
1 x SMA STP 15000TL-30 Sistema parcial 1	A	Cobre	20,00 m	6 mm ²	1,2 V	0,23 %
	B	Cobre	20,00 m	6 mm ²	1,2 V	0,23 %

Cabos LV1

	Material do cabo	Comprimento simples	Secção	Resistência de linha	Potência dissipada rel.
Projecto parcial 1					
1 x SMA STP 15000TL-30 Sistema parcial 1	Cobre	10,00 m	6 mm ²	R: 9,556 mΩ XL: 0,750 mΩ	0,23 %

Os resultados apresentados são valores aproximados para informação geral do utilizador sobre possíveis resultados operacionais. Os resultados são calculados matematicamente. Os resultados operacionais reais dependem decisivamente das condições climáticas reais, da eficiência efectiva e das condições de operação dos componentes do sistema, bem como do comportamento individual de consumo, podendo divergir dos resultados calculados. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade em caso de divergências entre os resultados operacionais calculados e reais.

Autoconsumo (electricidade)

Nome do projecto: Novo projecto

Local de instalação: Cape Verde / Praia

Número do projecto:

Dados sobre o autoconsumo

Perfil de carga:

Empresa (dias úteis, das 8 às 18 horas)

Empresas com elevado consumo energético durante os dias úteis, das 8 às 18 horas. Exemplos: escritórios, cantinas, bancos, prestadores de serviços, oficinas, construção civil.

Consumo anual de energia:

41.565 kWh

Resultado

Sem optimização do autoconsumo



Os resultados apresentados são valores aproximados para informação geral do utilizador sobre possíveis resultados operacionais. Os resultados são calculados matematicamente. Os resultados operacionais reais dependem decisivamente das condições climáticas reais, da eficiência efectiva e das condições de operação dos componentes do sistema, bem como do comportamento individual de consumo, podendo divergir dos resultados calculados. A SMA Solar Technology AG não assume qualquer responsabilidade em caso de divergências entre os resultados operacionais calculados e reais.

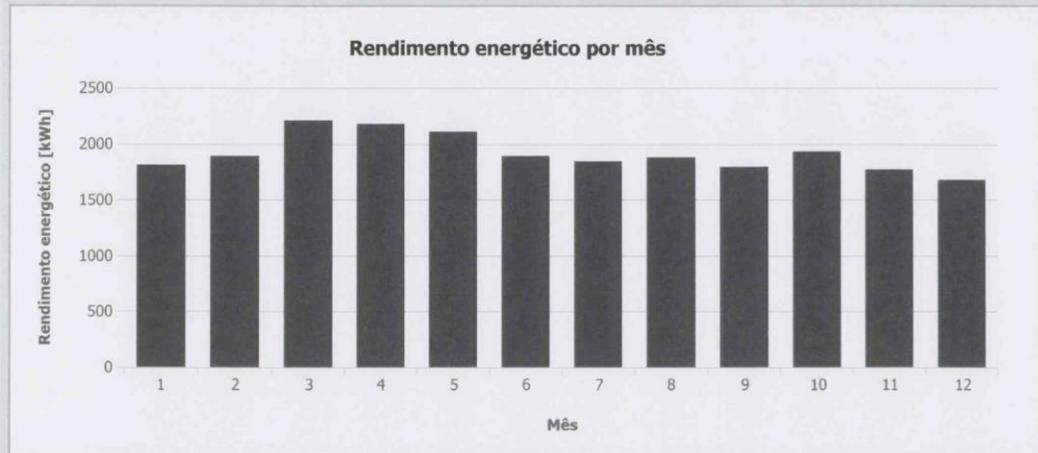
Valores mensais

Nome do projecto: Novo projecto

Local de instalação: Cape Verde / Praia

Número do projecto:

Diagrama



Tabela

Mês	Rendimento energético [kWh]	Autoconsumo [kWh]	Injecção na rede [kWh]	Consumo de energia da rede [kWh]
1	1803 (7,9 %)	1452	351	2778
2	1882 (8,2 %)	1444	438	2266
3	2203 (9,6 %)	1734	469	2111
4	2171 (9,5 %)	1628	542	1624
5	2100 (9,2 %)	1656	444	1598
6	1883 (8,2 %)	1450	432	1375
7	1836 (8,0 %)	1401	435	1544
8	1873 (8,2 %)	1509	364	1539
9	1787 (7,8 %)	1324	463	1607
10	1926 (8,4 %)	1553	372	1968
11	1763 (7,7 %)	1421	342	2636
12	1669 (7,3 %)	1241	428	2703

Anexo 2 – Dados técnicos dos módulos FV

LG375Q1C-V5 | LG370Q1C-V5 | LG365Q1C-V5 | LG360Q1C-V5
LG N_eON[®] R

Mechanical Properties

Cells	6 x 10
Cell Vendor	LG
Cell Type	Monocrystalline / N-type
Cell Dimensions	161.7 x 161.7 mm
# of Busbar	30 (Multi Ribbon Busbar)
Dimensions (L x W x H)	1,700 x 1,016 x 40 mm
Front Load ¹	6,000Pa
Rear Load ¹	5,400Pa
Weight	17.5 kg
Connector Type	MC4/MC
Junction Box	IP68 with 3 Bypass Diodes
Cables	1,000 mm x 2 ea
Glass	High Transmission Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium

*Manufacturer Declaration according to IEC 61215 - 2005 (Preliminary)
 *Mechanical Test Loads 5400 Pa / 4000 Pa based on IEC61215-2 : 2016
 (Test Load = Design Load x Safety Factor (1.5))

Certifications and Warranty

Certifications	IEC 61215-1/-1-1 / 2:2016, IEC 61730-1/2:2016,UL 1703 IEC 61701:2012 Severity 6 (Salt mist corrosion test)
	IEC 62716:2013 (Ammonia corrosion test)
	ISO 9001, ISO 14001, ISO 50001
Module Fire Performance	Class C
Product Warranty	25 Years
Output Warranty of Pmax	25 years linear warranty ¹⁾

1) 1) First year: min. 98% 2) After 2nd year: max. 0.3% annual degradation, 3) 25 years: min. 90.8%

Temperature Characteristics

NMOT	[°C]	44 ± 3
Pmax	[%/°C]	-0.30
Voc	[%/°C]	-0.24
Isc	[%/°C]	0.037

Packaging Configuration

Number of Modules Per Pallet	[EA]	25
Number of Modules Per 40ft HQ Container	[EA]	650
Packaging Box Dimensions (L x W x H)	[mm]	1.750 x 1.120 x 1.221
Packaging Box Gross Weight	[kg]	473

Characteristic Curves

Electrical Properties (STC¹⁾)

Model		LG375Q1C-V5	LG370Q1C-V5	LG365Q1C-V5	LG360Q1C-V5
Maximum Power (Pmax)	[W]	375	370	365	360
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	37.2	37.0	36.7	36.5
MPP Current (Impp)	[A]	10.09	10.01	9.95	9.87
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	42.8	42.8	42.8	42.7
Short Circuit Current (Isc)	[A]	10.83	10.82	10.8	10.79
Module Efficiency	[%]	21.7	21.4	21.1	20.8
Operating Temperature	[°C]	-40 ~ +90			
Maximum System Voltage	[V]	1,000			
Maximum Series Fuse Rating	[A]	20			
Power Tolerance	[%]	0 ~ +3			

* 1) STC (Standard Test Condition): Irradiance 1,000 W/m², module temperature 25°C, AM 1.5.

Electrical Properties (NMOT²⁾)

Model		LG375Q1C-V5	LG370Q1C-V5	LG365Q1C-V5	LG360Q1C-V5
Maximum Power (Pmax)	[W]	282	279	275	270
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	37.1	36.9	36.6	36.4
MPP Current (Impp)	[A]	7.61	7.55	7.51	7.45
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	40.3	40.3	40.2	40.2
Short Circuit Current (Isc)	[A]	8.72	8.71	8.7	8.69

* 2) NMOT (Nominal Module Operating Temperature): Irradiance 800 W/m², Ambient temperature 20 °C, Wind speed 1 m/s, Spectrum AM 1.5

Dimensions (mm)

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

LG ELECTRONICS U.K. LTD.
 Velocity 2, Brooklands Drive
 Brooklands, Weybridge, KT13 0SL
 United Kingdom
 E-Mail: solar-marketing@lge.de
 www.lg.com/uk/business/solar

All details in this data sheet comply with DIN EN 50380.
 Subject to errors and alterations.
 Date: 05/2019
 Document: DS-Q1C-V5-EN-201905
 Copyright © 2019 LG Electronics. All rights reserved.

Anexo 3 – Dados técnicos do Inversor

Efficiency Curve

STP 25000TL-30

Efficiency [%]

Output power / Rated power

- - - Eta (V_m = 390 V)
 — Eta (V_m = 600 V)
 - - - Eta (V_m = 800 V)

Inset: η_{in} [%] vs V_{mpp} [V]

Accessory

RS485 interface
DM-485CB-10

Power Control Module
PWCMOD-10

DC surge arrester Typ II,
inputs A and B
DCSPD KIT3-10

Multifunction relay
MFR01-10

● Standard features ○ Optional features – Not available
 Data at nominal conditions
 Status: 03/2020

Technical Data	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC)			
Max. generator power	27000 W _p	36000 W _p	45000 W _p
DC rated power	15330 W	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	240 V to 800 V / 600 V	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
Output (AC)			
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	15000 W	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	15000 VA	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage		3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
AC voltage range		180 V to 280 V	
AC grid frequency / range		50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage		50 Hz / 230 V	
Max. output current / Rated output current	29 A / 21.7 A	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor		1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
THD		≤ 3%	
Feed-in phases / connection phases		3 / 3	
Efficiency			
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
Protective devices			
DC-side disconnection device		●	
Ground fault monitoring / grid monitoring		● / ●	
DC surge arrester [Type II] can be integrated		○	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated		● / ● / –	
All-pole sensitive residual-current monitoring unit		●	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)		I / AC; III; DC; II	
General data			
Dimensions [W / H / D]		661 / 682 / 264 mm [26.0 / 26.9 / 10.4 inch]	
Weight		61 kg [134.48 lb]	
Operating temperature range		–25 °C to +60 °C [–13 °F to +140 °F]	
Noise emission (typical)		51 dB(A)	
Self-consumption (at night)		1 W	
Topology / cooling concept		Transformerless / Opticool	
Degree of protection (as per IEC 60529)		IP65	
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)		4K4H	
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)		100%	
Features / function / Accessories			
DC connection / AC connection		SUNCLIX / spring-cage terminal	
Display		○	
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect		○ / ●	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus		● / ●	
Multifunction relay / Power Control Module		○ / ○	
Shade management SMA ShadeFix / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7		● / ● / ●	
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible		● / ●	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years		● / ○ / ○ / ○	
Certificates and permits (more available on request)			
<small>* Does not apply to all national appendices of EN 50438</small>			
Type designation	STP 15000TL-30	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-16, CEI 021, CNS 15382, CNS 15426, DEWA 2.0, DK1, DK2, EN 50549-1, EN 50549-2, G99/1, EN 50438:2013*, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IS 16221-1/2, IS 16169, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 0972-1, PEA 2013, NTS, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, RRG compliant, S4777, TOR generator, UFE C15712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4105, VDE-ARN 4110, VFR 2014

