



# Instituto Superior de Engenharia

Politécnico de Coimbra

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA  
ELETROTÉCNICA

## Uso de Energias Renováveis na Indústria de Celulose - Sistemas Fotovoltaicos

Para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica  
Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de  
Energia

Autor

**Nelson Manuel Madeira Saldanha**

Orientadores

**Professor Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira**

**Professora Doutora Rita Manuela da Fonseca Monteiro Pereira**



INSTITUTO POLITÉCNICO  
DE COIMBRA

INSTITUTO SUPERIOR  
DE ENGENHARIA  
DE COIMBRA

Coimbra, maio 2025



## RESUMO

O presente projeto foi concebido para a unidade curricular "Projeto" do Mestrado de Engenharia Eletrotécnica com especialização em Automação de Comunicação em Sistemas de Energia, do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra (ISEC). Este descreve e contextualiza todas as tarefas realizadas no âmbito do projeto desenvolvido numa empresa de celulose. O projeto teve início em outubro de 2023 e terminou em junho de 2024, período durante o qual foram desenvolvidas diversas tarefas juntamente com a equipa de engenharia de projeto. Ao longo destes 8 meses, não só foi possível aplicar diversos elementos teóricos adquiridos ao longo da formação académica, mas também adquirir novos conhecimentos práticos e desenvolver competências pessoais e profissionais.

Este trabalho tem a finalidade de descrever tecnicamente centrais fotovoltaicas em funcionamento em duas unidades industriais situadas na região centro bem como o dimensionamento das mesmas.

Neste relatório é efetuada uma breve contextualização histórica e de tecnologias que são aplicadas a sistemas de produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos, também são referidas as diversas legislações existentes para sistemas fotovoltaicos.

No decorrer do projeto, os trabalhos desenvolvidos foram maioritariamente o estudo e dimensionamento da instalação de autoconsumo fotovoltaico (denominada por Unidade de Produção de Autoconsumo (UPAC)), será demonstrado todo o processo de dimensionamento da instalação fotovoltaica, dimensionamento da cablagem para ligação à rede elétrica industrial bem como o trajeto dos cabos para interligação do sistema com a rede.

**Palavras-chave:** Autoconsumo; Dimensionamento; Eficiência energética; Energias renováveis.

## **ABSTRACT**

This project was designed for the curricular unit "Project" of the Master's Degree in Electrical Engineering with specialization in Communication Automation in Energy Systems, from the Instituto Superior de Engenharia de Coimbra (ISEC). This describes and contextualizes all tasks carried out within the scope of the project developed in a cellulose company. The project began in October 2023 and ended in June 2024, during which several tasks were developed together with the project engineering team. Over these 8 months, not only was it possible to apply various theoretical elements acquired throughout academic training, but also to acquire new practical knowledge and develop personal and professional skills. This work aims to technically describe photovoltaic plants in operation in two industrial units located in the central region, as well as their sizing. This report provides a brief historical context and the technologies that are applied to electrical energy production systems through photovoltaic systems. The various existing legislations for photovoltaic systems is also mentioned. During the project, the work carried out was mainly the study and dimensioning of the photovoltaic self-consumption installation (called the Self-Consumption Production Unit (UPAC)), the entire process of sizing of the photovoltaic installation, sizing of the cabling for connection to the electrical network as well as the route of the cables for interconnection between the system and the industrial network.

**Keywords:** Energy efficiency; Photovoltaic; Renewable energy; Self-consumption; Sizing.

## **AGRADECIMENTOS**

A realização do presente trabalho e com isso a finalização de uma etapa, não teria sido possível sem a força, motivação e apoio por parte de muitas pessoas. Agradeço a todos pela ajuda ao longo deste processo, pois todos contribuíram de forma decisiva para este desfecho.

Os meus sinceros agradecimentos ao Professor Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira e à Professora Doutora Rita Manuela da Fonseca Monteiro Pereira pela disponibilidade, acompanhamento, orientação e pela ajuda ao longo da elaboração deste trabalho.

Aos colegas da empresa pela disponibilização de dados e informação necessárias para a elaboração do presente trabalho.

Aos meus familiares pela compreensão e suporte anímico necessário para o cumprimento deste objetivo.

## ÍNDICE

Resumo . . . . .	i
Abstract . . . . .	ii
Agradecimentos . . . . .	iii
Índice . . . . .	iv
Índice de tabelas . . . . .	vii
Índice de figuras . . . . .	viii
Lista de abreviaturas . . . . .	x
Lista de siglas e acrónimos . . . . .	xi
Lista de símbolos . . . . .	xii
1 Introdução . . . . .	1
1.1 Enquadramento do trabalho . . . . .	1
1.2 Apresentação da Empresa . . . . .	3
1.3 Objetivos do Trabalho . . . . .	4
1.4 Organização do relatório . . . . .	4
2 Transição para a Descarbonização . . . . .	7
2.1 Objetivos climáticos e Política Externa da UE . . . . .	8
2.1.1 Financiamento da ação climática . . . . .	8
2.2 Portugal 2021 . . . . .	9
2.3 Objetivo 55 . . . . .	10
2.3.1 Linhas gerais do “Objetivo 55” . . . . .	10
2.4 Objetivo 55 - O potencial de descarbonização nas indústrias de celulose europeias . . . . .	12
2.4.1 O apoio das indústrias do setor da celulose no objetivo da UE . . . . .	12
2.4.2 Acesso a fontes de energia neutras em indústrias de uso intensivo de energia . . . . .	13

2.4.3	Fundos, incentivos e segurança de longo prazo para investimentos em tecnologias neutras . . . . .	14
2.5	Neutralidade carbónica na Empresa . . . . .	15
2.6	Energias de origem renovável em Portugal . . . . .	17
2.6.1	Potencial Solar em Portugal . . . . .	19
3	Sistema Fotovoltaico . . . . .	23
3.1	Equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico e a sua evolução ao longo dos anos . . . . .	23
3.1.1	Paineis Fotovoltaicos . . . . .	23
3.1.2	Evolução dos Paineis . . . . .	33
3.1.3	Inversores . . . . .	34
3.1.4	Evolução dos Inversores . . . . .	36
3.1.5	Transformadores . . . . .	37
3.1.6	Evolução dos Transformadores . . . . .	40
4	Instalação de Centrais Fotovoltaicas . . . . .	43
4.1	Legislação aplicável à instalação de Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	43
4.2	Caracterização dos Projetos das Centrais fotovoltaicas . . . . .	44
4.3	Desenvolvimento dos projetos . . . . .	47
4.3.1	Projeto fábrica centro sul . . . . .	47
4.3.2	Projeto fábrica centro norte . . . . .	62
4.4	Central Fotovoltaica Centro Norte - descrição de equipamentos . . . . .	64
4.4.1	Módulos, inversores e pontos de entrega . . . . .	64
4.4.2	Estrutura de fixação dos módulos . . . . .	64
4.4.3	Cabos, esteiras de cabos e estruturas de fixação . . . . .	65
4.4.4	SCADA e sistema de contagem . . . . .	65
4.4.5	Ponto de injeção . . . . .	66
4.4.6	Colocação em serviço . . . . .	69
4.5	Central fotovoltaica Fábrica Centro Sul - Telhado - descrição de equipamentos . . . . .	70
4.5.1	Módulos, inversores e pontos de entrega . . . . .	70
4.5.2	Estrutura de fixação dos módulos . . . . .	71
4.5.3	Cabos, esteiras de cabos e estruturas de fixação . . . . .	71
4.5.4	SCADA e sistema de contagem . . . . .	71
4.5.5	Ponto de injeção . . . . .	71
4.6	Central fotovoltaica Fábrica Centro Sul - Solo - descrição de equipamentos . . . . .	74
4.6.1	Módulos, inversores e pontos de entrega . . . . .	74
4.6.2	Estrutura e fixação dos módulos . . . . .	74
4.6.3	Cabos, Esteiras de cabos e estruturas de fixação . . . . .	75
4.6.4	SCADA e sistema de contagem . . . . .	75

4.6.5	Pontos de injeção . . . . .	75
5	Conclusão . . . . .	79
	Referências bibliográficas . . . . .	81
	Anexos . . . . .	84
	Anexo I - Cálculos de cabos AC para interligação dos inversores com as <i>Power station</i> e das <i>Power Station</i> com as celas de Média Tensão . . . . .	85
	Anexo II - Datasheet módulos fotovoltaicos instalados nas Centrais da Unidade Industrial Centro Sul - Telhado e da Unidade Industrial Centro Norte	89
	Anexo III - Datasheet módulos fotovoltaicos instalados na Central da Unidade Industrial Centro Sul - Solo . . . . .	92
	Anexo IV - Datasheet dos inversores instalados na Central da Unidade Industrial Centro Sul - Solo . . . . .	95
	Anexo V - Datasheet dos inversores instalados na Central da Unidade Industrial Centro Sul - Telhado . . . . .	98
	Anexo VI - Datasheet transformadores instalados nas Centrais da Unidade Industrial Centro Sul - Telhado e Solo . . . . .	100
	Anexo VII - Datasheet dos inversores instalados na Central da Unidade Industrial Centro Norte - Telhado . . . . .	107

## ÍNDICE DE TABELAS

4.1	Centrais Fotovoltaicas instaladas até ao ano de 2024 . . . . .	45
4.2	Características dos módulos fotovoltaicos - Anexo II . . . . .	49
4.3	Distância (pior cenário) dos módulos fotovoltaicos . . . . .	49
4.4	Características dos inversores 330 kWn (Interligação inversor 330 kWn - <i>Power Station</i> ) - Anexo V . . . . .	50
4.5	Distância (pior cenário) Interligação inversor 330 kWn - <i>Power Station</i> . .	50
4.6	Características dos módulos fotovoltaicos - Anexo III . . . . .	53
4.7	Distância (pior cenário) dos módulos fotovoltaicos . . . . .	54
4.8	Características dos inversores 330 kWn (Interligação inversor 330 kWn - <i>Power Station</i> ) - Anexo IV . . . . .	54
4.9	Distância (pior cenário) Interligação inversor 330 kWn - <i>Power Station</i> . .	54

## ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Produção de energia elétrica em percentagem para o ano de 2024 em Portugal Continental por fonte [2]. . . . .	2
1.2	Eletricidade gerada em Portugal no ano de 2023 com origem renovável. . . . .	2
2.1	“Road Map” para uma Bioeconomia de baixo carbono [12]. . . . .	15
2.2	Roteiro para a neutralidade Carbónica da Empresa . . . . .	17
2.3	Distribuição da capacidade instalada por FER em 2020 e 2030 . . . . .	18
2.4	Distribuição da produção de eletricidade por FER em 2020 e 2030 . . . . .	19
2.5	Evolução da produção de eletricidade por FER. . . . .	19
2.6	Irradiação Solar na Europa . . . . .	20
2.7	Distribuição em Portugal da irradiação solar em $Wh/m^2$ . . . . .	21
3.1	Junção p-n de uma célula fotovoltaica. . . . .	23
3.2	Modelo ideal de uma célula fotovoltaica [21]. . . . .	24
3.3	Modelo detalhado de uma célula fotovoltaica [26]. . . . .	25
3.4	Curva característica I-V e P-V de uma célula fotovoltaica. . . . .	26
3.5	Variação da curva I-V e função da variação da radiação para uma célula fotovoltaica sujeita a uma temperatura de $25^{\circ}C$ [27]. . . . .	27
3.6	Variação da curva I-V e função da variação da temperatura para uma célula fotovoltaica sujeita a uma radiação de $1000W/m^2$ [27]. . . . .	28
3.7	Tipo de célula existentes para produção de energia elétrica [28], [29]. . . . .	29
3.8	Gerações de célula existentes para produção de energia elétrica [29]. . . . .	29
3.9	Representação dos componentes de um módulo fotovoltaico [30]. . . . .	30
3.10	Exemplo de uma célula fotovoltaica com três busbar soldados longitudinalmente [31]. . . . .	30
3.11	Interligação de células fotovoltaicas. . . . .	30
3.12	Associação de células em série para que atingir um determinado valor de potência do módulo. . . . .	31
3.13	Exemplo de uma caixa de junção com díodos by-pass. . . . .	32
3.14	Conetor MC4. . . . .	32
3.15	Associação de módulos iguais em série, à esquerda, e associação de módulos iguais em paralelo à direita [27]. . . . .	33
3.16	Primeiro painel fotovoltaico montado em funcionamento da história. . . . .	34
3.17	Exemplo de um inversor fotovoltaico com transformador. . . . .	35

3.18	Conversor buck . . . . .	35
3.19	Conversor boost . . . . .	36
3.20	Conversor buck-boost . . . . .	36
3.21	Esquema elétrico de um transformador. . . . .	37
3.22	Núcleo laminado de um transformador [36]. . . . .	39
3.23	Transformador trifásico e esquema elétrico [36]. . . . .	40
4.1	Imagem panorâmica 3D do parque fotovoltaico na fábrica da zona Centro Norte. . . . .	45
4.2	Imagem panorâmica 3D do parque fotovoltaico no telhado na fábrica da zona Centro Sul. . . . .	46
4.3	Imagem panorâmica do parque fotovoltaico no solo na fábrica da zona Centro Sul - área 1 (esquerda) e área 2 (direita). . . . .	46
4.4	Balço energético da central no telhado na fábrica da zona Centro Sul. . . . .	48
4.5	Esquema unifilar da central no telhado na fábrica da zona Centro Sul. . . . .	52
4.6	Esquema unifilar da central do solo com ligação à cela na PM2. . . . .	56
4.7	Esquema unifilar da central do solo - área 2 com ligação do PT2 ao PT1. . . . .	58
4.8	Esquema unifilar da central do solo - área 2 com ligação do PT1 à Cogeração. . . . .	60
4.9	Esquema unifilar da Cogeração. . . . .	61
4.10	Vista superior na fábrica da zona Centro Norte. . . . .	64
4.11	Contador Janiza. . . . .	66
4.12	Vista geral dos inversores na sala técnica - parte 1. . . . .	68
4.13	Vista geral dos inversores na sala técnica - parte 2. . . . .	68
4.14	Quadro geral. . . . .	69
4.15	Cela do MCC onde liga o QGPV. . . . .	69
4.16	Vista superior na fábrica da zona Centro Sul. . . . .	70
4.17	Inversores da central do telhado em processo de ligação. . . . .	73
4.18	Contentor onde está o QGPV e o Transformador . . . . .	73
4.19	Celas do MCC onde ligam as <i>PV Station</i> da Central do Telhado e o PT3 da Central do solo - Sala na PM2. . . . .	76
4.20	Cela de interligação 15 kV na sala da cogeração. . . . .	77
4.21	Celas 15 kV onde liga a <i>PV Station</i> da Central do solo - Sala da Cogeração. . . . .	77
4.22	Produção da central do solo no dia 21/08/2024. . . . .	78
5.1	Tabela de cálculos de cabos AC ligação dos inversores às <i>Power Station</i> . . . . .	86
5.2	Tabela de cálculos de cabos AC ligação dos inversores às <i>Power Station</i> . . . . .	87
5.3	Tabela de cálculos de cabos AC ligação <i>Power Station</i> com as celas de média tensão. . . . .	88

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

CdTe	<i>Telureto de cádmio</i>
CIGS	<i>Disseleneto de cobre, gálio e índio</i>
CIS	<i>Disseleneto de cobre índio</i>
GaAs	<i>Arsenieto de gálio</i>
HIT	<i>Heterojunction with Intrinsic Thin Layer</i>
IGBT	<i>Transistor Bipolar de Porta Isolada</i>
MPPT	<i>Seguidor do Ponto de Potência Máxima</i>
PMP	<i>Ponto de Máxima Potência</i>
PWM	<i>Modulação por pulso</i>

## LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

AT	<i>Alta Tensão</i>
BT	<i>Baixa Tensão</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
CELE	<i>Sistema de Comércio de Licenças de Emissão</i>
CDP	<i>Climate Disclosure Project (Projeto de Divulgação Climática)</i>
CEPI	<i>Confederation of European Paper Industries (Confederação Internacional de Industrias Papeleiras)</i>
CORSIA	<i>Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (Esquema de Compensação e Redução de Carbono para Aviação Internacional)</i>
D	<i>Duty Cycle</i>
DC	<i>Corrente contínua</i>
DGEG	<i>Direção Geral Energia e Geologia</i>
EVA	<i>Acetato de etil-vinil</i>
FER	<i>Fonte Energia Renovável</i>
GEE	<i>Gases Efeito Estufa</i>
LED	<i>Light emitting diode (Diodo emissor de luz)</i>
LULUCF	<i>Land Use, Land-use Change and forestry (Uso da terra, mudanças no manuseamento e silvicultura)</i>
MACF	<i>Mecanismo Ajuste de Carbono nas Fronteiras</i>
PM	<i>Paper Machine (Máquina de Papel)</i>
QGPV	<i>Quadro Geral PhotoVoltaic</i>
RESP	<i>Rede Elétrica de Serviço Público</i>
RNC	<i>Roteiro para a Neutralidade Carbónica</i>
RTIEBT	<i>Regras Técnicas de Instalações Elétricas em Baixa Tensão</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition (Controle de Supervisão e Aquisição de Dados)</i>
STC	<i>Standard Test Conditions (Condição Teste Padrão)</i>
TISSUE	<i>Papeis de higiene e baixa gramagem</i>
UE	<i>União Europeia</i>
UPAC	<i>Unidade de Produção para Autoconsumo</i>
UWF	<i>Uncoated Woodfree (Papel Fino sem Fibras de Madeira)</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

°	Graus
°C	Graus Celsius
A	Ampère
GW	Giga Watt
GWh	Giga Watt hora
HP	Horse Power
Hz	Hertz
I	Intensidade de corrente
Imp	Corrente no ponto de potência máximo
Isc	Corrente de curto-circuito
km	kilometro
kVA	kilo Volt-Ampère
kW	kilo Watt
kWh	kilo Watt hora
kWp	kilo Watt-pico
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt hora
Pmax	Potência máxima
$tCO_2$	Tonelada dióxido de carbono
V	Volt
Vmp	Tensão no ponto de potência máxima
Voc	Tensão em circuito aberto
W	Watt
$W/m^2$	Watt por metro quadrado
Wp	Watt-pico

## 1 INTRODUÇÃO

O principal motivo para a realização deste projeto, foi o desejo de aprofundar os conhecimentos sobre energias renováveis, em particular a energia fotovoltaica. Esta motivação reflete o desejo de saber mais sobre as tecnologias e aplicações relacionadas a esta fonte de energia limpa e sustentável. A oportunidade de colocar em prática os conhecimentos teóricos adquiridos em sala de aula, foi um aspecto essencial para ajudar a desenvolver este projeto.

Escolhi fazer o projeto em ambiente real, numa empresa de celulose, uma vez que permitiu trabalhar diferentes aspetos ao nível profissional e com uma equipa multidisciplinar e permitiu uma excelente aprendizagem e desenvolvimento profissional.

Neste relatório será apresentado o tema "Uso de Energias Renováveis na Indústria de Celulose - Sistemas Fotovoltaicos", desenvolvido no período de outubro de 2023 e junho de 2024.

Será descrito inicialmente o funcionamento de um sistema fotovoltaico, os equipamentos que o constituem as suas características e evolução ao longo dos anos. De seguida será apresentada a legislação que regula os sistemas fotovoltaicos e por fim serão apresentados os projetos desenvolvidos na empresa no âmbito da produção de energia elétrica com o uso de sistemas fotovoltaicos.

### 1.1 Enquadramento do trabalho

A energia elétrica é considerada um bem de primeira necessidade para as populações, sendo que com esta fonte de energia os consumidores encontram maior conforto e segurança. Com a evolução da tecnologia, a consciencialização das alterações climáticas surgiu a necessidade de encontrar novas formas de produção de energia elétrica para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, tem-se optado por produzir energia elétrica através de fontes renováveis, que além de ser limpa é inesgotável, não compromete desta forma as necessidades futuras. A dependência dos combustíveis fósseis tem-se reduzindo lentamente desde 2005, atingindo em 2016 cerca de 74,8% embora que ao longo dos anos tenham ocorrido por vezes interrupções neste decréscimo por causa da intermitência da produção através de fontes renováveis [1]. Relativamente ao setor elétrico, esta dependência em relação aos combustíveis fósseis tem vindo a ser reduzida, no ano de 2008 esta dependência era de dos 72,4% aproximadamente, ou seja, 72,4% da energia elétrica consumida era gerada através de fontes não renováveis

ou importada, mas com a aposta em sistemas de produção de energia elétrica através de fontes renováveis este valor tem vindo a baixar com alguma flutuação atingindo em 2024 cerca de 13,9% como está representado na figura 1.1, [2].

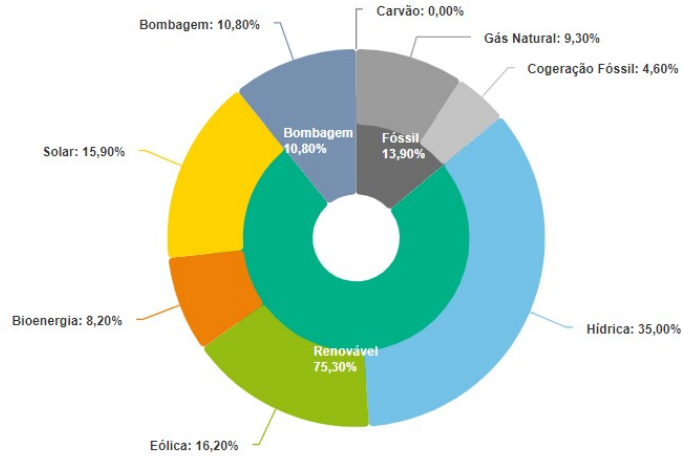


Figura 1.1: Produção de energia elétrica em percentagem para o ano de 2024 em Portugal Continental por fonte [2].

No ano de 2023, a produção de energia elétrica com recurso a energias renováveis, estava nos 70,70%, como pode-se ver na figura 1.2, segundo mostra a análise da Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), tendo por fonte informação disponibilizada pela Redes Energéticas Nacionais (REN), entre 1 de janeiro e 31 de Dezembro de 2023 foram gerados 44.128 GWh de eletricidade em Portugal Continental, dos quais 70,7% tiveram origem renovável.

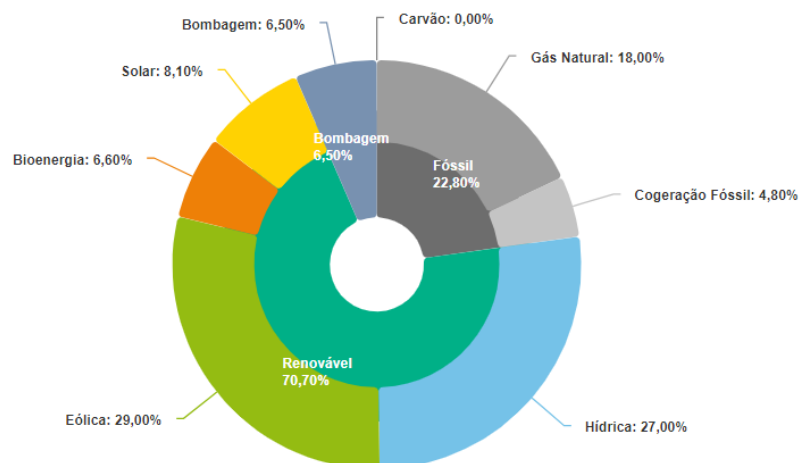


Figura 1.2: Eletricidade gerada em Portugal no ano de 2023 com origem renovável.

Esta variação está associada a uma das características da produção através de fontes renováveis, uma vez que só é possível produzir quando as condições atmosféricas estão de acordo, no caso da produção eólica, quando existe vento e dentro dos parâmetros

para a qual o parque eólico foi projetado, no caso do fotovoltaico quando existe radiação solar, e no caso das hídricas é necessário existir água em quantidade que permita turbinar água de modo a produzir energia elétrica. Quando não existem essas condições, a produção de energia elétrica com recurso a fontes renováveis é mais reduzida, obrigando a que se recorra a fontes não renováveis para efetuar a produção da energia elétrica [3].

## 1.2 Apresentação da Empresa

A empresa é um produtor integrado, desde a floresta, passando pelo fabrico de pasta, papel e produção de energia, cuja atividade é alicerçada, em unidades industriais, com tecnologia de ponta e que constituem uma referência no setor. O modelo de negócio da Empresa desenvolve-se com base numa matéria-prima de excelência – o *Eucalyptus globulus* – cujas características intrínsecas permitiram desenvolver uma estratégia de diferenciação baseada em produtos de elevada qualidade, que são hoje uma referência internacional neste setor.

Alguns marcos históricos da Empresa, inicia a sua atividade em 1953 com uma unidade industrial situada na zona centro do país para produção de pasta crua de pinho. Em 1957 torna-se pioneira ao produzir pasta branqueada de eucalipto, posicionando-se na vanguarda tecnológica a nível mundial. Em 1964 abre uma nova unidade industrial, agora no sul do país, com a produção de papel a acontecer no ano de 1969. Em 1984 arranca a segunda unidade industrial no centro do país para produção de pasta de eucalipto e mais tarde, em 1991 dá-se início à produção de papel nesta unidade.

Com 4 unidades industriais em Portugal, com um número de colaboradores a rondar os 3200 e um volume de negócios de cerca de 1,6 mil milhões de euros, cerca de 91% dos produtos do Grupo empresarial são vendidos para fora de Portugal e têm por destino aproximadamente 130 países, sendo os seus principais mercados a Europa (64%), África (12%), o Médio Oriente (10%) e a América do Norte (9%) [4].

A empresa tem seguido com êxito, uma estratégia de inovação e desenvolvimento de marcas próprias e de produtos premium, que se traduz numa quota de mercado na Europa Ocidental de 19% no papel *Uncoated Woodfree* (UWF), sendo de 54% no segmento premium. As marcas próprias atingiram em 2018 um peso de 69% nas vendas da empresa [4].

Além das atividades relacionadas com pasta para papel e papel, a empresa é também um produtor de energia elétrica renovável, a partir das suas centrais de biomassa, cogeração e centrais fotovoltaicas já instaladas. A empresa é responsável por mais de 60% da energia produzida a partir de biomassa para consumo próprio e por cerca de 5% da

energia produzida em Portugal [4].

Tendo por base o último relatório do Fórum Económico Mundial (The Global Risks Report 2019), a empresa identificou as principais tendências que impactam a sua estratégia de sustentabilidade: as Alterações Climáticas, a Proteção dos Recursos Naturais, a Alternativa ao Plástico, o Desafio Social e a Indústria 4.0 [4].

Na vertente ambiental a empresa viu a sua estratégia de se tornar uma empresa neutra em carbono reconhecida pelo *Climate Disclosure Project* (CDP), uma organização independente, líder neste domínio à escala internacional. A obtenção do nível A, de *Leadership*, representa um estímulo positivo para prosseguir com o “*Roadmap to a Carbon Neutral Company*” até 2035, plano que envolve um conjunto ambicioso de investimentos, já anunciados no valor global de 158 milhões de euros, em energias renováveis, particularmente em tecnologias que utilizam biomassa florestal e energia solar.

### 1.3 Objetivos do Trabalho

Com este trabalho é pretendido ficar a perceber como se desenvolve um projeto fotovoltaico, o seu dimensionamento e interligação com a rede industrial.

Para isso, é importante saber os seus constituintes e as suas características.

Após perceber a teoria de como se opera uma unidade de produção para autoconsumo, vai ser possível executar diferentes tipos de projetos fotovoltaicos e pôr em prática os diferentes conceitos anteriormente interiorizados.

Poder realizar o projeto na empresa representa uma oportunidade única. Para além de ser um passo crucial para integrar a equipa de engenharia, permite vivenciar experiências em diferentes departamentos, o que é imprescindível para o desenvolvimento pessoal e profissional.

Em primeiro lugar permite aplicar na prática os conhecimentos teóricos adquiridos durante a formação académica.

Além disso, perceber como funcionam os vários departamentos, os seus processos, organização interna e dinâmica de trabalho em equipa, permitira desenvolver competências.

O projeto é uma ponte importante entre o conhecimento académico e a atividade profissional.

### 1.4 Organização do relatório

O presente relatório encontra-se dividido em 5 capítulos de forma a permitir uma leitura clara e inequívoca dos diversos assuntos abordados. No ponto 1.2 deste relatório, é

feita uma breve apresentação da empresa, dos objetivos da mesma e o enquadramento deste relatório. De seguida, no relatório, serão abordadas questões relativas aos objetivos climáticos na União Europeia (UE), objetivo 55 - Plano de transição ecológica na UE e o seu potencial nas empresas de celulose europeias, o roteiro para neutralidade carbónica em empresas de celulose e as principais fontes de energia renovável em Portugal. Em seguida, são abordados os componentes de uma instalação fotovoltaica e a história do desenvolvimento desses mesmos componentes e das centrais de produção de energia fotovoltaica. Seguidamente, são explicados os princípios de interligação elétrica da central fotovoltaica instalada em regime de autoconsumo na rede interna da empresa, as poupanças reais em função da sua produção e o desvio operacional verificado face ao esperado. No último capítulo deste relatório, são apresentadas as conclusões finais de todo o trabalho.



## 2 TRANSIÇÃO PARA A DESCARBONIZAÇÃO

As alterações climáticas, são uma ameaça real para o mundo, que não reconhecem fronteiras e não poupam nenhum país. Serão necessárias ações concretas de todos os países do mundo, para limitar o aumento da temperatura mundial, em conformidade com acordos celebrados, nomeadamente o Acordo de Paris [5]. O Acordo de Paris, adotado em 2015, estipula três objetivos globais:

- limitar o aumento médio da temperatura global bem abaixo dos 2 °C e prosseguir esforços para limitar o aumento médio da temperatura global a 1,5 °C, reconhecendo que tal reduziria de forma significativa os riscos e impactos das alterações climáticas;
- aumentar a capacidade de adaptação aos impactos adversos das alterações climáticas e promover a resiliência climática e o desenvolvimento de baixo carbono;
- tornar os fluxos financeiros consistentes com trajetórias de desenvolvimento resilientes e de baixo carbono [6].

O Governo Português comprometeu-se em 2016 a assegurar a neutralidade das suas emissões até ao final de 2050, traçando uma visão clara relativamente à descarbonização profunda da economia nacional, enquanto contributo para o acordo de Paris e em consonância com os esforços mais ambiciosos em curso a nível internacional [6].

O compromisso de atingir a neutralidade carbónica até 2050 significa alcançar um balanço neutro entre as emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE) e o sequestro de carbono, pelo que será necessário efetuar reduções substanciais das emissões e/ou aumentos substanciais dos sumidouros nacionais, que deverão materializar-se entre o presente e 2050. O compromisso nacional não prevê o recurso a créditos de carbono internacionais para alcançar o objetivo da neutralidade carbónica.

Visando concretizar este desígnio, foi desenvolvido o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) que identifica os principais vetores de descarbonização em todos os setores da economia, as opções de políticas e medidas e a trajetória de redução de emissões para atingir este fim, em diferentes cenários de desenvolvimento socioeconómico. Todos os setores deverão contribuir para a redução de emissões, aumentando a eficiência e a inovação, promovendo melhorias, nomeadamente nos edifícios, na agricultura, na gestão dos resíduos e na indústria, sendo que caberá ao sistema energético o maior contributo, em particular no que respeita à produção de eletricidade e aos transportes [6].

Em 2019, através da Resolução do Conselho de Ministros 107/2019, o Governo Português deu luz verde para por em prática este plano em Portugal.

No entanto, esta legítima ambição da neutralidade carbónica e redução da dependência de combustíveis fósseis, não se centra somente em Portugal, e tem como grande impulsionadora a UE que através de estímulos legislativos, mas sobretudo económicos, impõe regras e objetivos aos seus estados-membros de forma que consigam atingir as metas a que se propuseram, nomeadamente o RNC2050 em Portugal.

## **2.1 Objetivos climáticos e Política Externa da UE**

A União Europeia mostra liderança e dá exemplo na ação climática, através dos seus compromissos internos. No entanto, uma vez que a UE representa apenas uma quota-parte de 8% das emissões globais, uma política interna ambiciosa, não é suficiente. A UE tornou as alterações climáticas um elemento central da sua política externa, através das seguintes ações:

- diplomacia climática: trabalhando os seus parceiros mundiais a nível bilateral, bem como a nível multilateral, no âmbito das Nações Unidas e da sua convenção sobre as alterações climáticas e de outras iniciativas internacionais;
- financiamento da ação climática: prestando apoio financeiro à ação climática nos países em desenvolvimento [7].

### **2.1.1 Financiamento da ação climática**

A aplicação do Acordo de Paris, exige recursos financeiros substanciais. Nos termos do Acordo, os países desenvolvidos comprometeram-se a mobilizar 100 mil milhões de dólares (cerca de 84 mil milhões de euros) anualmente para apoiar os países em desenvolvimento.

A UE e os seus Estados-Membros são os maiores contribuintes para o financiamento público da ação climática além das suas fronteiras . Em 2020, concederam financiamento no valor de 23,3 mil milhões de euros a países em desenvolvimento. Estes recursos financeiros apoiam ações de mitigação e adaptação nos países parceiros da UE para os ajudar a reduzirem as emissões e a criarem resiliência aos efeitos das alterações climáticas.

Em outubro de 2021 o Conselho aprova o montante do financiamento de ação climática, 30% das despesas totais do quadro financeiro plurianual 2021-2027 e do Next Generation UE destinar-se-ão a projetos relacionados com o clima. As despesas respeitarão o objetivo da UE, de atingir a neutralidade climática até 2050, as metas climáticas da UE para 2030 e o Acordo de Paris [5].

A Empresa deu início ao seu projeto de descarbonização ao abrigo do Projeto "Portugal 2021".

## 2.2 Portugal 2021

A Presidência Portuguesa do Conselho da União Europeia abordou os desafios ambientais, sociais e de governação mais prementes, onde assumiram particular relevância as alterações climáticas e a consequente necessidade de tornar a economia da União Europeia mais sustentável, em linha com a visão e a estratégia definidas no Pacto Ecológico Europeu e com o Acordo de Paris, e tendo ainda em conta os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Organização das Nações Unidas.

Portugal tem sido pioneiro nesta temática. Desde a aprovação do Plano de Ação para a Economia Circular através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 190-A/2017, de 11 de dezembro, onde se encontram preconizadas as orientações que Portugal deve seguir na transição para uma economia que promova ativamente o uso eficiente e a produtividade dos recursos, passando pelo Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho, na qual é estabelecida a trajetória de redução de emissões de gases com efeito de estufa, para alcançar, até 2050, um balanço nulo entre as emissões e as remoções da atmosfera e são identificados os principais vetores de descarbonização, bem como as linhas de orientação para estimular o potencial de redução nos vários setores da economia nacional, e ainda fomentar a economia circular, o alinhamento das políticas fiscais e de financiamento, bem como assegurar uma transição justa e coesa, apoiada pela sociedade [8].

Destaca-se, ainda, o Plano Nacional Energia e Clima, aprovado a 10 de julho de 2020, que estabelece objetivos nacionais para a redução de emissões de gases com efeito de estufa, energias renováveis e eficiência energética, bem como as medidas necessárias para descarbonizar a sociedade na próxima década. A Presidência Portuguesa do Conselho da UE está alinhada com estes objetivos nacionais.

Os nossos compromissos:

- Concretizar uma política de sustentabilidade eficaz, responsável, inclusiva e transparente a todos os níveis, monitorizando e reportando as ações realizadas, os sucessos e desafios encontrados.
- Privilegiar a mobilidade sustentável.
- Promover a utilização de energia de fontes renováveis.
- Privilegiar a sustentabilidade ambiental e social na contratação de bens e serviços, designadamente na aquisição de catering, brindes e produtos locais.
- Fomentar a circularidade, privilegiando materiais reutilizáveis e evitando os ma-

teriais descartáveis, sobretudo o plástico, promovendo a recolha seletiva e a reciclagem.

- Apoiar relações económicas, sociais e ambientais positivas entre áreas urbanas, periurbanas e rurais, reforçando o planeamento nacional e regional de desenvolvimento.
- Estabelecer parcerias eficazes, que integrem políticas de sustentabilidade sólidas e transparentes, que estejam abertas a estratégias colaborativas de promoção de práticas ambientalmente sustentáveis e que desempenhem a sua atividade na região de proximidade dos eventos dinamizados.
- Cumprir práticas não discriminatórias ao nível das oportunidades de envolvimento com a Estrutura de Missão da Presidência, independentemente de idade, género, nacionalidade, contexto académico ou incapacidade.
- Privilegiar espaços de eventos e de alojamento que adotem princípios de sustentabilidade e promovam a utilização eficiente dos recursos naturais.
- Sensibilizar, na comunicação com todos os intervenientes na Presidência Portuguesa e com a sociedade em geral, para a sustentabilidade e as boas práticas ambientais.
- Promover o bem-estar e a proteção da saúde no atual contexto de pandemia [9].

## 2.3 Objetivo 55

No âmbito do Pacto Ecológico Europeu e com a Lei Europeia em matéria de Clima, a UE estabeleceu para si própria, a meta vinculativa de alcançar a neutralidade climática até 2050.

Para tal, é necessário que os níveis atuais das emissões de gases com efeito de estufa diminuam substancialmente nas próximas décadas. Como etapa intermédia rumo à neutralidade climática, a UE aumentou a sua ambição em matéria de clima para 2030, comprometendo-se a reduzir as emissões em pelo menos 55% até 2030 [10], relativamente a 2021, ano em que este plano foi apresentado ao Conselho europeu.

### 2.3.1 Linhas gerais do “Objetivo 55”

O “Objetivo 55” é um conjunto de propostas, destinadas a rever e atualizar a legislação da UE e a criar novas iniciativas com o objetivo de assegurar que as políticas da UE estejam em consonância com os objetivos climáticos acordados pelo Conselho e pelo Parlamento Europeu. “Objetivo 55” refere-se à meta da UE, de reduzir as emissões líquidas de gases com efeito de estufa em, pelo menos, 55% até 2030. Este pacote proposto visa alinhar a legislação da UE pelo objetivo para 2030. O pacote de propostas

visa, proporcionar um quadro coerente e equilibrado para alcançar os objetivos da UE, e que:

- **Redução de emissões:** A principal meta é reduzir as emissões de gases de efeito de estufa da União Europeia (UE) em 55% até 2030 em relação aos níveis de 1990, com o objetivo final de alcançar a neutralidade carbónica em 2050;
- **Expansão das Energias Renováveis:** o pacote inclui um aumento significativo na participação das energias renováveis no consumo energético da UE, que estabelecem novas metas para as fontes como a energia solar, eólica e hídrica;
- **Eficiência Energética:** A UE visa melhorar a eficiência energética em todos os setores, desde a indústria até aos edifícios, com o objetivo de reduzir o consumo de energia primária em 9% até 2030;
- **Mercado de Carbono:** O Sistema de Comércio de Emissões da UE será reformulado e expandido para abranger mais setores, como transportes e aquecimento de edifícios para assim, motivar as empresas a reduzir as suas emissões através da compra e venda de licenças de emissão;
- **Transportes e Mobilidade Sustentáveis:** O pacote promove uma transição para veículos mais ecológicos, com metas de redução de emissões no setor dos transportes e incentivos para a mobilidade elétrica;
- **Taxação de Carbono:** introdução de um Mecanismo de Ajuste Carbónico Fronteiriço (MACF) de modo a evitar "fugas de carbono", garantindo que os produtos importados para a UE também cumprem com os padrões ambientais rigorosos que são impostos aos produtores europeus;
- **Investimentos e Financiamentos:** o "Objetivo 55" também prevê um aumento significativo no financiamento para inovações verdes e tecnologias sustentáveis, incluindo a renovação de edifícios e infraestruturas de energia limpa [11].

### **Sistema de Comércio de Licenças de Emissão da UE**

A Comissão propôs um conjunto abrangente de alterações ao atual Sistema de Comércio de Licenças de Emissão da UE (CELE - Sistema de Comércio de Licenças de Emissão), o que deverá resultar numa redução global das emissões em 61% até 2030, nos setores visados, em comparação com 2005.

Além disso, a Comissão propõe a criação de um novo sistema de comércio de licenças de emissão (CELE separado) para os edifícios e o transporte rodoviário, a fim de ajudar Estados-Membros a cumprirem as suas metas nacionais nos termos do Regulamento Partilha de Esforços, de uma forma eficiente em termos de custos. Com a proposta, deverão ser alcançadas reduções de emissões de 43% nestes setores até 2030, em comparação com 2005 [11].

## **Metas de redução das emissões dos Estados-Membros**

O Regulamento Partilha de Esforços estabelece, atualmente, metas anuais obrigatórias de redução das emissões de gases com efeito de estufa para os Estados-Membros, em setores não abrangidos pelo sistema de comércio de licenças de emissão da UE, nem pelo Regulamento relativo ao uso do solo, à alteração do uso do solo e às florestas (LULUCF - Uso da terra, mudanças no manuseamento e silvicultura) [11].

### **Emissões e remoções de gases resultantes do uso do solo, da alteração do uso do solo e das florestas**

A proposta da Comissão visa, reforçar o contributo do setor do uso do solo, da alteração do uso do solo e das florestas (LULUCF) para o aumento da ambição global da UE, em matéria de clima. É necessário inverter a tendência atual de diminuição da remoção do  $CO_2$  e aumentar o sumidouro natural de carbono em toda a UE.

### **Mecanismo de ajustamento carbónico fronteiriço**

O objetivo da proposta da Comissão relativa ao mecanismo de ajustamento carbónico fronteiriço (MACF) consiste em evitar, em plena conformidade com as regras do comércio internacional, que os esforços de redução das emissões empreendidas pela UE sejam anulados pelo aumento das emissões fora das suas fronteiras através da relocação da produção para países terceiros (onde as políticas aplicadas para combater as alterações climáticas sejam menos ambiciosas do que as da UE) ou pelo aumento de importações de produtos com elevada intensidade de carbono [11].

## **2.4 Objetivo 55 - O potencial de descarbonização nas indústrias de celulose europeias**

Segundos dados da Confederação Internacional de indústrias Papeleiras (CEPI) publicados em outubro de 2021, o setor está a investir mais de 5 biliões de euros por ano, aumentando a produção e em simultâneo a reduzindo a pegada de carbono das indústrias do setor.

### **2.4.1 O apoio das indústrias do setor da celulose no objetivo da UE**

A indústria Europeia de pasta e papel, apoia plenamente o objetivo da UE em alcançar a neutralidade climática até 2050. As indústrias do setor, já alcançaram uma redução global de 29% das emissões de carbono desde 2005 até aos dias de hoje, fazendo com que as emissões diretas deste setor, sejam responsáveis por menos de 0,7% do total de emissões de GEE da UE [6].

Através de investimentos feitos, de forma contínua, em eficiência energética, o setor alcançou uma redução de mais de 12% no consumo de energia primária no período de 2005 a 2018. Ao mesmo tempo, as florestas europeias removeram 10% das emissões totais de  $CO_2$  da Europa. Do ponto de vista energético, o setor está bem posicionado, sendo [12]:

- o quarto maior consumidor industrial de energia e o segundo consumidor de eletricidade na Europa;
- o maior consumidor industrial de biomassa, respondendo por mais de 60% do combustível utilizado, proveniente de fluxos secundários na atividade do setor;
- um dos setores na liderança no uso de energias renováveis na indústria;

A indústria de pasta e de papel está à altura do desafio climático. Esta, oferece cada vez mais soluções para as necessidades atuais e futuras dos nossos clientes, outras indústrias e sociedade em geral. O pacote “Objetivo 55” representa uma oportunidade de o setor contribuir na descarbonização, através da gestão de florestas sustentáveis e redução do consumo de produtos de origem fóssil de forma a atingir as metas de 2030 e 2050. É essencial que a EU garanta às indústrias, de forma que estas possam ser competitivas no mercado global, acesso a fontes de energia de baixo carbono (energias neutras) a preços acessíveis, como energias renováveis, biogás, hidrogénio e energia nuclear [13].

### **2.4.2 Acesso a fontes de energia neutras em indústrias de uso intensivo de energia**

O aumento dos preços da energia, seja por meio de preços de  $CO_2$  ou troca de combustível, prejudica a produção e reciclagem de papel na Europa. Ao alterar a política do clima e energia de 2030, será necessário:

- limitar o impacto dos custos de energia na produção industrial. Os custos de energia na indústria de pasta e papel, já representam uma das maiores participações do total dos custos de produção entre diferentes setores na Europa. De forma a manter as indústrias competitivas, deverão existir políticas que garantam que as indústrias de consumo intensivo de energia, como as do setor de pasta e papel, não estejam sujeitas a aumentos substanciais dos custos energéticos.
- impulsionar a eletrificação dos processos industriais, onde seja possível tecnicamente e economicamente. Pode-se esperar um aumento do consumo de energia elétrica nas fábricas de papel, mas a eletrificação completa das unidades fabris, pode não ser viável em termos económicos no futuro mais próximo. Esta situação deve-se essencialmente ao investimento avultado a fazer em alguns ativos industriais e ao preço da eletricidade fornecida que é substancialmente mais cara

que o fornecimento de gás natural.

- incentivar a produção e o uso de todas as fontes de energia neutras para o clima. O setor da pasta e papel é um dos pioneiros no uso de energia renovável nos seus processos produtivos, nomeadamente regulamentação e apoio para mobilizar biomassa lenhosa que de outra forma não é utilizada [13].

### **2.4.3 Fundos, incentivos e segurança de longo prazo para investimentos em tecnologias neutras**

Como referido anteriormente, o setor da pasta e papel tem tido um papel pioneiro em fazer investimentos de baixo carbono, com foco na eficiência energética e integrando nos seus processos produtivos soluções de energias renováveis. A disponibilidade de soluções técnicas não é suficiente para acelerar a sua implementação. Quando disponíveis, as opções para eliminar os combustíveis fósseis são mais caras. A implementação do pacote “Objetivo 55” pode enfrentar obstáculos não tecnológicos para estimular investimentos em tecnologias de baixo carbono, energias renováveis e produtos de base biológica recicláveis, por isso será necessário:

- Aumentar os fundos disponíveis, para apoio em investimentos de tecnologias de baixo carbono, devendo as empresas ter o compromisso de os usar para esse fim;
- garantir a segurança de longo prazo, para investimento nas Melhores Tecnologias Disponíveis (através de empresas especializadas, quer em processos produtivos, quer em desenvolvimento tecnológico, que fazem esses estudos e propõem essas soluções tecnológicas), como por exemplo promover a produção de energia elétrica através de cogeração altamente eficiente, facilitando a transição do gás natural para combustíveis renováveis, tais como o biometano e hidrogénio;
- facilitar o uso do calor residual industrial. Existem situações de layout, de construção onde as unidades fabris estão juntas a agregados populacionais (normalmente no norte da Europa) e dessa forma a água quente proveniente do processo industrial é fornecida numa rede de distribuição e dessa forma torna-se numa solução sustentável em termos de aquecimento no inverno;
- incentivar a eliminação progressiva da utilização de combustíveis fósseis. Existem processos produtivos e de consumo intensivo de energia que são difíceis de descarbonizar e devem ter uma atenção especial de forma a ser possível uma transição progressiva;
- recompensar os benefícios do carbono que a madeira representa. Promover a otimização, sustentabilidade e a correta gestão florestal;
- criar novos mercados para produtos de base biológica renováveis e recicláveis. A UE terá de efetuar a promoção de produtos de base biológica renováveis e recicláveis.

veis, a fim de poder beneficiar do seu potencial de mitigação climática e alcançar a neutralidade até 2050 [12].

Pode-se visualizar na figura 2.1 o *Road Map* para uma Bioeconomia baixa em carbono.

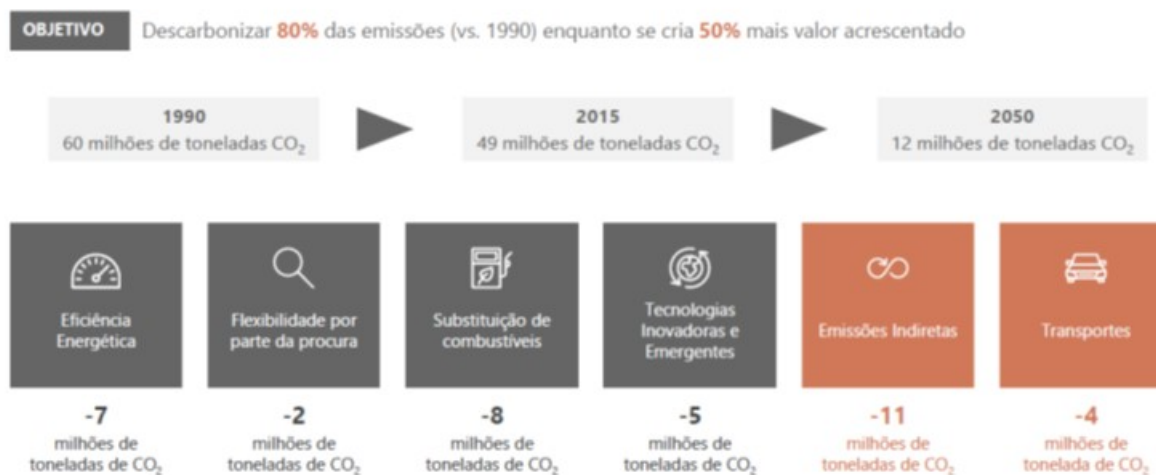


Figura 2.1: “Road Map” para uma Bioeconomia de baixo carbono [12].

## 2.5 Neutralidade carbónica na Empresa

A Empresa está alinhada com os objetivos de política na área do clima e das alterações climáticas [14]:

- acordo de Paris [5], onde 195 países se comprometem a limitar o aquecimento global abaixo dos 2°C a partir de 2020 e reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> fóssil em 40% até 2030. A UE estabeleceu um objetivo para uma Europa neutra para o clima até 2050;
- Portugal, no mesmo âmbito, criou o RNC2050, onde serão estudadas e estabelecidas trajetórias alternativas, economicamente viáveis e socialmente aceitáveis, para atingir a neutralidade carbónica até 2050;
- o objetivo da Empresa é mais ambicioso e pretende alcançar neutralidade carbónica na empresa até 2035.

Para além do investimento previsto de 154M€ para execução deste programa de neutralidade carbónica, a sua aplicação será faseada e de acordo com os seguintes objetivos:

- 100% Produção energia elétrica a partir de renováveis;
- Reduzir emissões de CO<sub>2</sub> fóssil;
- Reduzir consumo específico de energia;
- Realizar compensações de emissões.

### **Objetivo 1: 100% Produção energia elétrica a partir de renováveis**

O desígnio de poder produzir a totalidade da energia elétrica, a partir de fontes renováveis assenta essencialmente nos seguintes compromissos, um deles já implantado e os outros dois em fase de estudo para implementação futura:

- nova Caldeira de Biomassa na unidade industrial do Centro Sul, que substituiu a caldeira a óleo e fez com que a CHP (gás natural) existente esteja neste momento parada;
- dimensionar e instalar uma nova Caldeira de Recuperação na unidade industrial do Sul, que seja mais eficiente;
- implementação da gaseificação de biomassa por forma a substituir o gás natural;
- instalação de centrais solares fotovoltaicas.

### **Objetivo 2: Reduzir emissões de $CO_2$ fóssil**

Para atingir este objetivo nas diversas unidades fabris estão a ser estudados os seguintes projetos:

- substituição de fuel por gás natural nas caldeiras, onde não seja possível a aplicação da gaseificação de biomassa;
- substituir combustíveis fósseis por biomassa nos fornos de cal;
- implementação de uma nova turbina de vapor na unidade industrial do Centro Norte de forma a aumentar a produção e substituir o gás natural no Tissue;
- implementar projetos já estudados no Centro de Investigação que são alternativos aos combustíveis fósseis, nomeadamente os biocombustíveis.

### **Objetivo 3: Reduzir consumo específico de energia**

Será um esforço a fazer em todas as unidades fabris do grupo e que assenta essencialmente em dois eixos:

- programa corporativo em toda a Empresa por forma a promover a eficiência energética;
- melhoria do desempenho energético, por redução do consumo específico de energia (alterações em sistemas de controlo mais antigos e promover a instalação de variadores de velocidade e motores elétricos de elevada eficiência).

### **Objetivo 4: Realizar compensações de emissões**

O objetivo será a redução de emissões de  $CO_2$  em 86% até 2035, face a 2018 (-667  $ktCO_2$ ). As emissões não passíveis de redução, cerca de 107  $ktCO_2$ , serão alvo de com-

pensação voluntária, pode-se ver na figura 2.2 o roteiro para a neutralidade carbónica da Empresa.

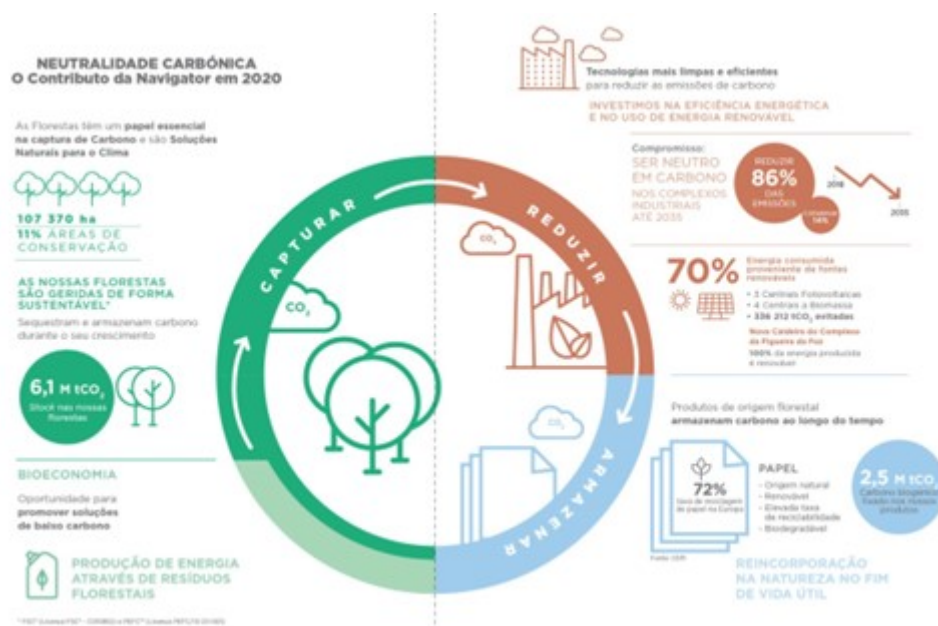


Figura 2.2: Roteiro para a neutralidade Carbónica da Empresa

## 2.6 Energias de origem renovável em Portugal

Pela necessidade de implementação em Portugal do “Objetivo 55”, apresentado pela UE e alavancado pelo compromisso assumido em Portugal através da implementação do RNC2050, a transição para uma economia neutra em carbono, o setor das energias renováveis em Portugal mantém o seu rumo crescente, estimando-se um contributo superior a 80% no mix de produção de eletricidade no país em 2030.

A consultora Deloitte elaborou um estudo (Impacto da eletricidade de origem renovável em Portugal) [15] o qual foi apresentado pela APREN (Associação de Energias Renováveis) e através do qual são apresentados os impactos da produção de eletricidade, económicos, sociais e ambientais para o País.

A metodologia do trabalho baseou-se na recolha de informação junto dos principais organismos nacionais e internacionais, responsáveis pela definição de políticas e regulamentação do setor energético, em particular, da eletricidade e da energia renovável, bem como questionários a empresas, que operam no setor da eletricidade de origem renovável em Portugal [15].

Do resultado do estudo da Deloitte e relativamente ao impacto no PIB, a análise re-

vela que no período 2018-2022 a contribuição das Fontes de Energia Renovável (FER) cifrou-se em 3,9 mil milhões de euros por ano (em média), cerca de 3,7% do PIB. Estima-se que em 2030, este valor ascenda a 17 mil milhões de euros (5,9% do PIB) [15].

Relativamente ao impacto ambiental no setor energético, a contribuição da produção elétrica através de fontes de energia renovável para o ambiente, expresso na redução das emissões de  $CO_2$  que se teriam verificado se essa produção tivesse sido assegurada através das fontes convencionais (carvão e gás natural). De estudo realizado sobre o impacto da eletricidade de origem renovável em Portugal [15], verifica-se que a produção de energia renovável, entre 2018 e 2022, permitiu:

- Evitar a emissão de mais de 11 milhões de toneladas de  $CO_2$ ;
- Poupar mais de 891 milhões de euros com licenças de  $CO_2$ .

Entre 2022 e 2030, estima-se que as emissões evitadas de  $CO_2$  continuem a aumentar a um ritmo de 16,7% por ano [15]. A evolução da capacidade instalada renovável em Portugal, permitirá o crescimento da produção de eletricidade renovável no País de 21.83 GWh, em 2022, para 40.76 GWh, em 2030. Em sentido inverso, prevê-se que a produção não renovável deverá decrescer cerca de 61%, de 28.910 GWh, em 2015, para 11.191 GWh, em 2030 [16], conforme mostra a figura 2.3.

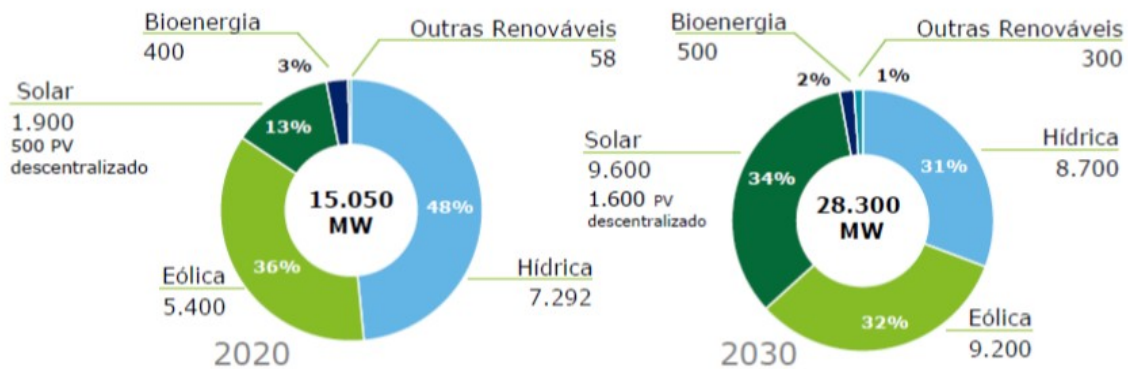


Figura 2.3: Distribuição da capacidade instalada por FER em 2020 e 2030

Relativamente ao peso de cada FER no mix de produção renovável, em 2030, o sector eólico deverá ser responsável pela produção de 23.000 GWh, seguido dos sectores solar, com 21.870 GWh, hídrico, com 17.475 GWh, e outros com 4.182 GWh [15].

A produção distribuída terá, em 2030, uma quota de mercado expressiva dentro do segmento da tecnologia solar (3.520 GWh), conforme nos indica a figura 2.4, já na figura 2.5 [17] é possível ver-se a evolução da produção de eletricidade por fonte em Portugal continental no período de outubro de 2022 a outubro de 2024. É, no entanto, expectável

que o grande desenvolvimento surja após 2030 [15].

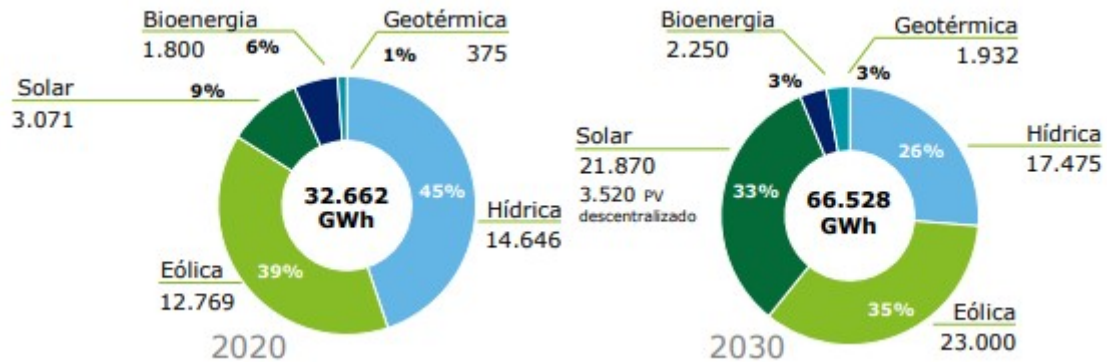


Figura 2.4: Distribuição da produção de eletricidade por FER em 2020 e 2030

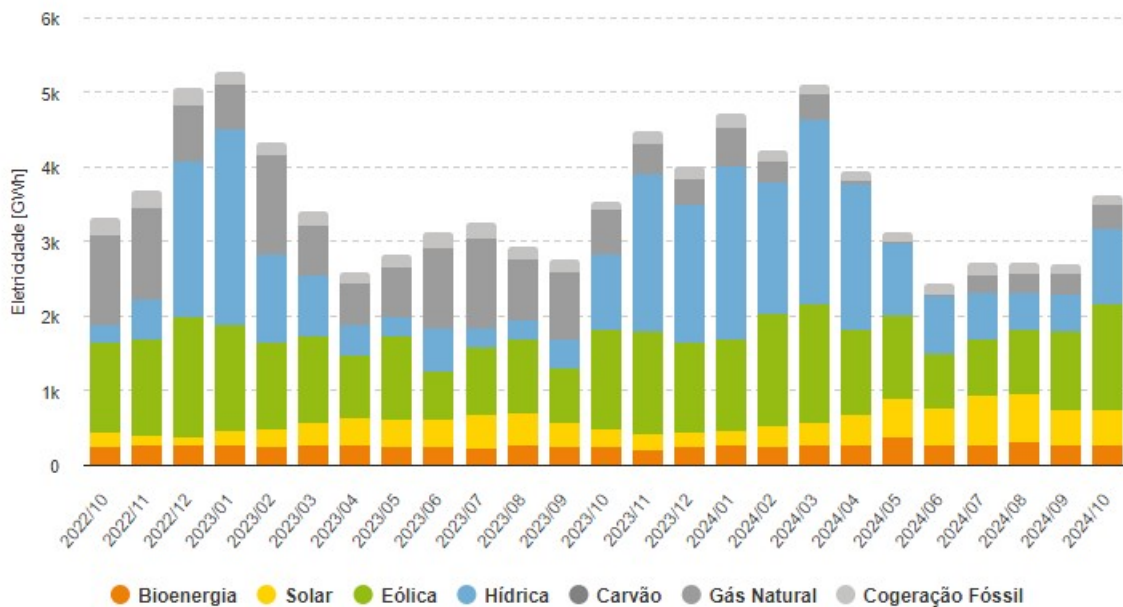


Figura 2.5: Evolução da produção de eletricidade por FER.

### 2.6.1 Potencial Solar em Portugal

Os tipos de energia predominantemente utilizados desde a era industrial até aos nossos dias são limitados. Atendendo à evolução da exploração das reservas de petróleo e de gás, e mesmo que sejam descobertos novos depósitos, tal apenas permitirá que a dependência da energia fóssil se prolongue por mais algumas décadas, contribuindo dessa forma ainda mais para a degradação ambiental.

O Sol fornece energia na forma de radiação, que é a base de toda a vida na Terra. No centro do Sol, a fusão transforma núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio. Durante

este processo, parte da massa é transformada em energia. O Sol é assim um enorme reator de fusão.

A quantidade de energia proveniente do sol que atinge a superfície da Terra corresponde, aproximadamente, a dez mil vezes a procura global de energia. Pelo que para satisfazer as necessidades energéticas da humanidade bastará utilizar 0,01% desta energia. A radiação solar é importante nos movimentos de circulação (ventos) e oceânicos, para a vida vegetal e animal e ainda para a formação de combustíveis fósseis.

A quantificação da disponibilidade energética está dependente de fenómenos que afetam a radiação solar no seu percurso através da atmosfera. Os fenómenos que afetam a energia proveniente do sol na entrada da atmosfera e que podem influenciar o seu percurso são: a geometria Sol-Terra e a meteorologia. Estes dois fatores são de facto os responsáveis por possíveis atenuações na quantidade de energia recebida na superfície da Terra.

A irradiação solar, em algumas regiões situadas perto do Equador, excede  $2.300 \text{ kWh/m}^2$  por ano, enquanto que no sul da Europa não deverá exceder os  $1.900 \text{ kWh/m}^2$ . Em Portugal, este valor poderá situar-se entre os  $1.300 \text{ kWh/m}^2$  e os  $1.800 \text{ kWh/m}^2$ . São notáveis as diferenças sazonais existentes por toda a Europa, quando se observa a relação entre a radiação solar para os períodos de Verão e de Inverno [18].

A figura 2.6 mostra as diferenças de radiação solar na Europa. Os países mais a Sul da Europa, onde se inclui Portugal, em termos gerais apresentam maior potencial de irradiância.

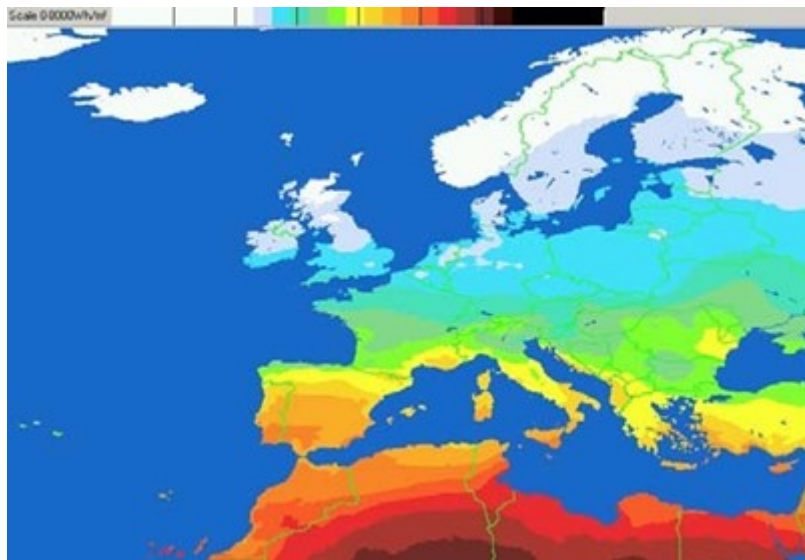


Figura 2.6: Irradiação Solar na Europa

As diferenças regionais da irradiação solar em Portugal, são evidenciadas na figura 2.7. Os somatórios médios da radiação são indicados para um ano normal.

A figura 2.7 coloca em evidência as variações de disponibilidade de irradiação em Portugal continental, é possível verificar que os valores são crescentes de norte para sul do país. É também possível verificar que a maior parte do território tem elevada disponibilidade de irradiação solar, levando a concluir que existe um potencial grande para o aproveitamento da energia solar.

De acordo com as projeções apresentadas pela APREN relativamente ao peso das FER e sua distribuição no mercado de energia para 2030, especialmente o crescimento previsto na energia solar.

O desenvolvimento da produção de recursos endógenos é assim essencial para garantir a segurança do abastecimento nacional de energia e dessa forma contrariar a nossa forte dependência de importação de recursos energéticos. Uma vez que Portugal não produz nem explora recursos fósseis, a aposta terá que recair sobre as energias renováveis.

O país possui um território rico em recursos energéticos renováveis, provenientes do Sol, vento, rios e biomassa. Temos condições favoráveis para a exploração desses mesmos recursos graças à elevada exposição solar ou à densidade da rede hidrográfica, que é, no entanto, atualmente bastante afetada por graves secas que nos têm assolado e que são fruto das alterações climáticas.

Tendo em conta o potencial que Portugal apresenta relativamente à energia solar, os setores doméstico e industrial não devem deixar de aproveitar esta vantagem para a satisfação das suas necessidades energéticas e assim contribuir para a redução do consumo e importação de combustíveis fósseis.

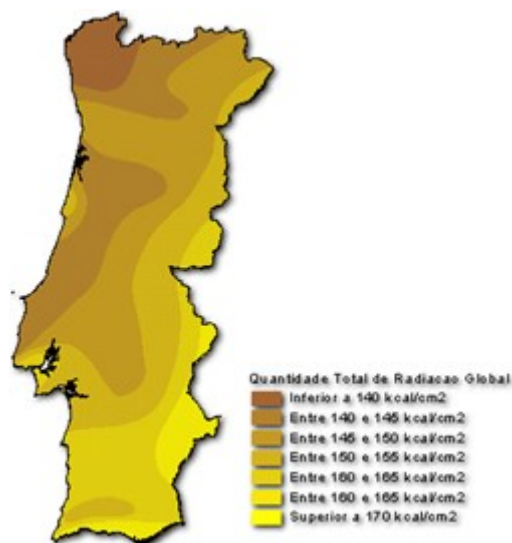


Figura 2.7: Distribuição em Portugal da irradiação solar em  $Wh/m^2$



### 3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Neste capítulo são apresentados quais os componentes de um sistema fotovoltaico, o principio de funcionamento de cada componente e do sistema e ainda um enquadramento histórico e da evolução dos materiais ao longo dos anos.

#### 3.1 Equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico e a sua evolução ao longo dos anos

##### 3.1.1 Paineis Fotovoltaicos

Os painéis são constituídos por células fotovoltaicas, que permitem a captação de energia solar e a convertem em energia elétrica, esse processo tem o nome de "Efeito Fotovoltaico". Este efeito ocorre quando há exposição solar das células fotovoltaicas, pois estas absorvem a radiação solar. As células são formadas por compostos químicos que formam duas camadas distintas, dando origem a uma junção p-n, figura 3.1. A célula fotovoltaica mais comum é formada por silício, que é dopado com boro para se obter a junção p (dopagem positiva) para ficar com falta de elétrons de forma a ser quimicamente estável, e para se obter a junção n (dopagem negativa), o silício é dopado com fósforo, ficando assim com elétrons a mais e ser também este quimicamente estável [19], [20].

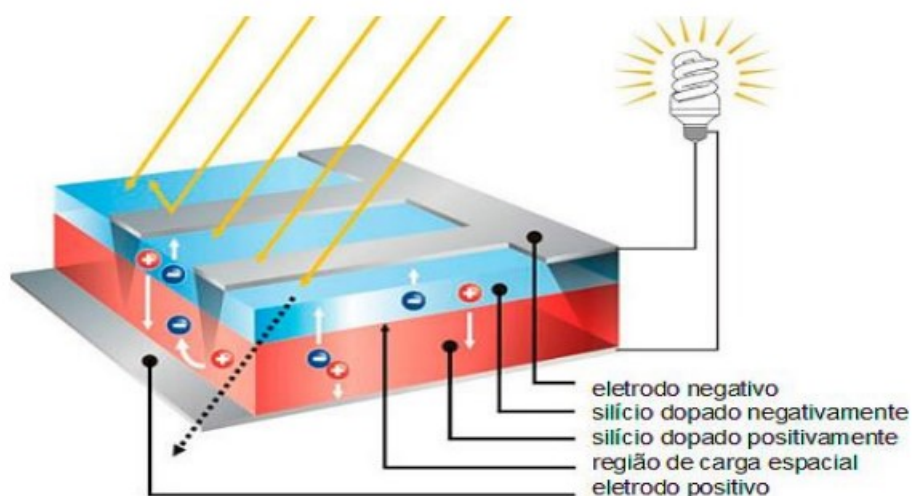


Figura 3.1: Junção p-n de uma célula fotovoltaica.

Quando o fóton é absorvido na célula fotovoltaica, existe a troca da energia do fóton para os eletrões da junção n, que devido ao campo elétrico presente na região de carga espacial (junção p-n) os eletrões atravessam a camada p para n. A corrente elétrica então é gerada pela presença de um elétrodo negativo que é conectado ao elétrodo positivo formando assim uma corrente elétrica. Enquanto existir radiação suficiente para que ocorra este processo, ele irá manter-se, continuando a existir uma corrente elétrica. A intensidade da corrente elétrica é proporcional à intensidade da luz que incide na célula [19], [20].

Existem dois modelos de representação de esquema elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica. Um representa o modelo ideal da célula e o outro, mais realista quanto ao seu funcionamento.

### Modelo ideal de uma célula fotovoltaica

O modelo ideal de uma célula fotovoltaica, figura 3.2, [21], representa-se de uma forma simples, desprezando as perdas, é representado com uma fonte de alimentação em paralelo com um diodo. A intensidade da fonte de corrente ( $I_{ph}$ ) é proporcional à radiação que incide na célula,  $I_d$ , é a corrente que percorre o diodo,  $I$ , é a corrente que transita para a carga e  $U$ , representa a diferença de potencial entre o polo positivo e negativo da célula [21], [22], [23], [24].

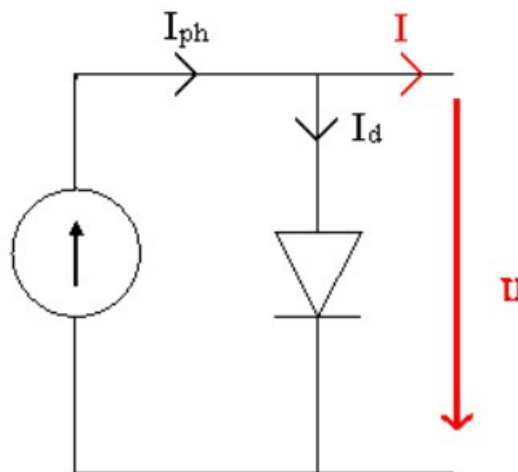


Figura 3.2: Modelo ideal de uma célula fotovoltaica [21].

Assim pela primeira lei de Kirchhoff a corrente que passa na carga é determinada pela equação (3.1).

$$I = I_{ph} - I_d \quad (3.1)$$

Pelo modelo de funcionamento e característica I-V de um diodo, chega-se à equação de Shockley, equação (3.2) [22].

$$I_d = I_s * (e^{\frac{V_d}{\eta * V_t}} - 1) \quad (3.2)$$

Onde:  $I_s$  representa a corrente inversa do diodo, em amperes,  $V_d$  representa a tensão aos terminais do diodo, em volts,  $V_t$  representa a tensão equivalente de temperatura, em volts, e  $\eta$  representa o coeficiente de emissão do diodo que pode variar entre 1 e 2, sendo que o coeficiente 2 é normalmente utilizado para diodos de silício. A tensão equivalente de temperatura,  $V_t$ , pode ser determinada pela equação (3.3), onde  $T$  representa a temperatura da junção p-n em kelvin,  $k$  a constante de Boltzmann  $k = 1,38 \times 10^{-23}$  J/K e  $q$  a carga elétrica de um eletrão, em que  $q = 1,602 \times 10^{-19}$  C [24], [25].

$$V_t = \frac{k * T}{q} \Leftrightarrow V_t = \frac{1,3810^{-23} * T}{1,60210^{-19}} \Leftrightarrow V_t = \frac{T}{11600} \quad (3.3)$$

### Modelo detalhado de uma célula fotovoltaica

O modelo detalhado da célula fotovoltaica, como se pode ver na figura 3.3, [26], é igual ao modelo ideal de uma célula fotovoltaica mas sem desprezar as perdas que na realidade existem. Neste modelo é acrescentado uma resistência  $R_p$  em paralelo com o diodo representando as impurezas presentes no silício e correntes parasitas existentes na junção p-n.  $R_s$  é colocada em série com a carga e representa as perdas existentes nos contactos existentes quer na parte superior quer na parte inferior da célula, perdas por efeito de joule e a resistência natural dos diversos materiais utilizados na criação da célula [21], [22], [24].

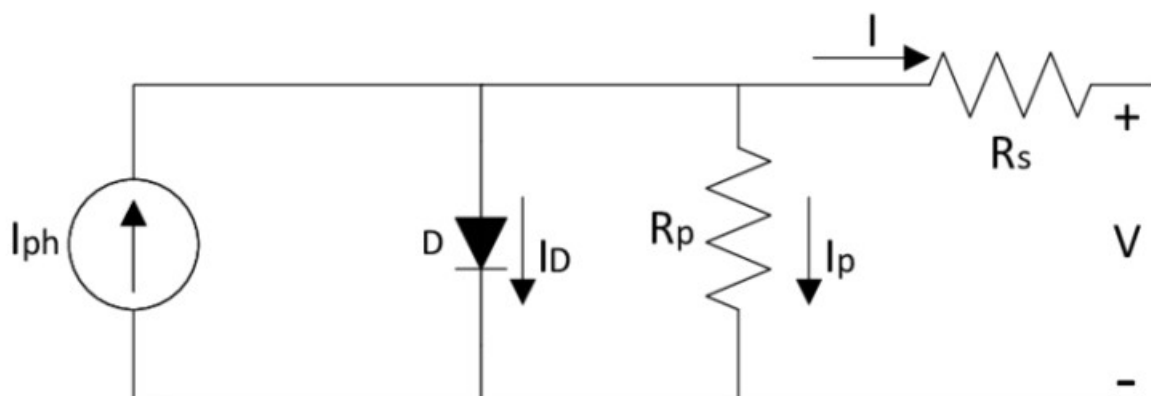


Figura 3.3: Modelo detalhado de uma célula fotovoltaica [26].

Ao se aplicar as leis de Kirchhoff no circuito da figura 3.3, chega-se às equações (3.4) e (3.5) que relacionam as correntes do circuito apresentado.

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \quad (3.4)$$

$$I_p = \frac{V_d}{R_p} = \frac{V + I * R_s}{R_p} \quad (3.5)$$

### Curva característica de I-V e P-V

O desempenho que se obtém nas células fotovoltaicas, está relacionado com os factores climáticos, isto é, com as condições climatéricas diferentes que existem, logo existem desempenhos diferentes, onde os factores mais importantes são a radiação e a temperatura da célula. De fabricante para fabricante, os efeitos provocados por estes dois factores variam, e podem ser vistos nas curvas características de I-V e P-V, como pode ser observado na figura 3.4, estas curvas fazem parte do *datasheet* do módulo fotovoltaico.

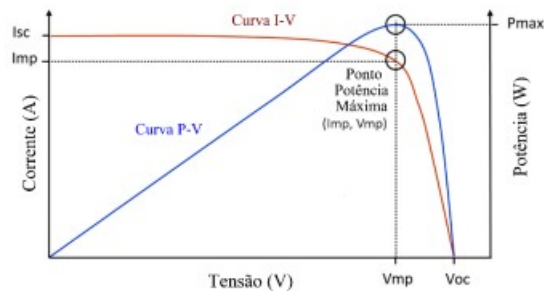


Figura 3.4: Curva característica I-V e P-V de uma célula fotovoltaica.

Conclui-se que pela análise da figura 3.4 que as curvas características I-V e P-V facultam-nos informação sobre as diversas variáveis:

- ISC que representa a corrente de curto-circuito e é o valor máximo de corrente que pode ser atingido, e analisando figura 3.4 este valor é atingido quando a tensão aos seus terminais é zero.
- VOC é a tensão em circuito aberto e é o valor máximo de tensão que a célula pode produzir, é atingida quando não existe corrente elétrica.
- Vmp reproduz o valor de tensão quando a célula está no ponto de potência máximo, de acordo com as condições climatéricas em que a célula é exposta.
- Imp corresponde ao valor da corrente quando a célula atinge o ponto de potência máximo, de acordo com as condições climatéricas em que a célula é exposta.
- Ponto de Potência Máximo ocorre quando a célula funciona à máxima potência. Este ponto é obtido quando o produto da corrente pela tensão é máximo.

- $P_{max}$  traduz o valor máximo de potência que a célula pode fornecer à carga e corresponde ao ponto de potência máximo.

Com os valores obtidos para estas variáveis é possível obter dois parâmetros, o coeficiente de forma e o rendimento da célula. O coeficiente de forma é determinado pela equação (3.6) e demonstra a qualidade da célula. Quando mais próximos forem os valores de  $I_{mp}$  com o de  $I_{sc}$  e os valores de  $V_{oc}$  e com o de  $V_{mp}$  melhor será a célula, ou seja, idealmente a curva I-V deveria ser um quadrado [27].

$$FF = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{I_{sc} * V_{oc}} \quad (3.6)$$

Outro fator importante é o rendimento da célula, e explica quanto é efetivo a conversão da radiação incidente na célula em energia elétrica sendo expresso em %, é calculado pela equação (3.7) em que  $A$  define a área da célula em  $m^2$  e  $G$  a radiação incidente na célula em  $W/m^2$ .

$$\eta = \frac{P_{max}}{A * G} * 100 \quad (3.7)$$

Tratando cada fator climático em separado, começa-se pela variação da radiação a que a célula fotovoltaica é sujeita. A variação de radiação provoca uma variação proporcional na corrente gerada pela célula, ou seja, se a radiação diminui  $I_{sc}$  também diminui mas mantendo-se praticamente constante até perto do valor da tensão em circuito aberto, figura 3.5, [27]. Tal como era expectável, pois se a radiação alterar a incidência sobre a célula esta tende a modificar a corrente elétrica, logo se a potência é o produto da corrente pela tensão, a potência da célula também irá variar.

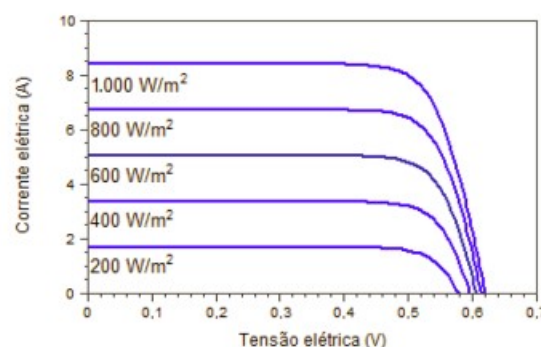


Figura 3.5: Variação da curva I-V e função da variação da radiação para uma célula fotovoltaica sujeita a uma temperatura de  $25^{\circ}C$  [27].

Quanto ao outro fator climático, a temperatura, causa uma variação na tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) mas a corrente permanece praticamente constante, se a temperatura aumentar a  $V_{oc}$  diminui, tal como se pode analisar pela figura 3.6, [27]. Assim conclui-se que, com o aumento da temperatura a célula tende a baixar a sua potência máxima, pois a potência é calculada pelo produto da corrente pela tensão.

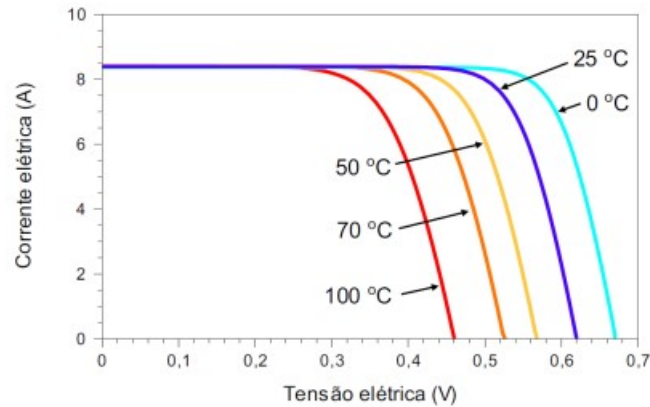


Figura 3.6: Variação da curva I-V e função da variação da temperatura para uma célula fotovoltaica sujeita a uma radiação de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  [27].

Como o aumento da radiação incidente na célula implica um aumento da temperatura da mesma, pode-se concluir que a célula estará a produzir uma potência inferior à sua potência máxima teórica.

### Tipos de células fotovoltaicas

A célula fotovoltaica é o elemento base dos painéis fotovoltaicos e o elemento fundamental de produção de energia fotovoltaica, pois sem ela, não seria possível a conversão de radiação solar em energia elétrica.

Com o decorrer dos anos e com a pesquisa e o desenvolvimento da tecnologia foram sendo criadas diversos tipos de células e painéis fotovoltaicos. Atualmente, existe uma grande variedade de células fotovoltaicas como se pode comprovar através da figura 3.7, [28], [29], podendo mesmo serem agrupadas em três tipos de gerações como mostra a figura 3.8, [29].

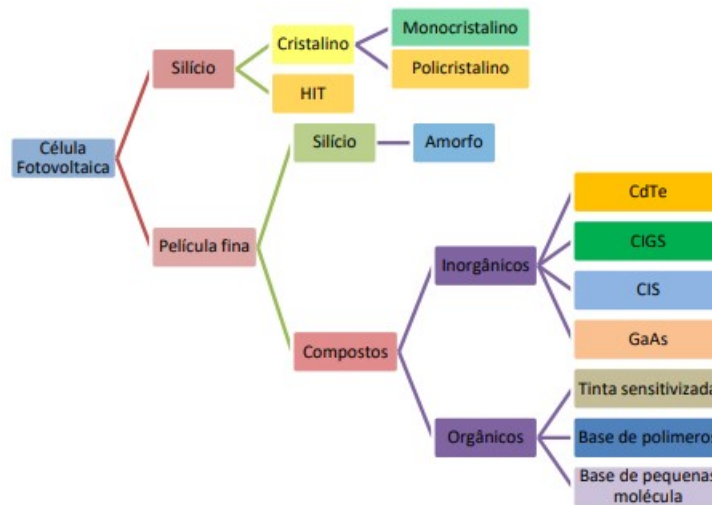


Figura 3.7: Tipo de célula existentes para produção de energia elétrica [28], [29].

1ª Geração de células fotovoltaicas	Silício	Monocristalino	
		Policristalino	
2ª Geração de células Fotovoltaicas	Película fina	Silício	Amorfo
		Compostos Inorgânicos	CdTe
			CIGS
			CIS GaAs
3ª Geração de células Fotovoltaicas	Película Fina	Compostos Orgânicos	Tinta sensibilizada Base de polímeros Base de pequenas moléculas
	Silício	HIT	

Figura 3.8: Gerações de célula existentes para produção de energia elétrica [29].

Embora exista uma grande diversidade de tipos de células fotovoltaicas, as mais utilizadas para a produção de energia, são as células de silício monocristalino. Outras poderá haver que no futuro se tornem mais importantes, pois o desenvolvimento na área é grande.

### Módulo fotovoltaico

Ao associar um conjunto de células fotovoltaicas e encapsula-las, forma-se um módulo fotovoltaico, tal como é apresentado na figura 3.9, [30], no entanto, não é assim tão simples a montagem de um módulo fotovoltaico. Inicialmente tem de se soldar na parte superior da célula fotovoltaica condutores longitudinais de secção maior ao eléctrodo

negativo da célula, figura 3.10, [31], estes condutores podem ser de alumínio, cobre com banho de estanho ou outro material condutor, a estes condutores dá-se o nome de busbar. Hoje em dia são soldados 3 a 4 busbar por célula aumentando a eficiência do módulo fotovoltaico, embora ainda sejam comercializados módulos com 2 busbar mas que tende a desaparecer do mercado [31], [32], [33].

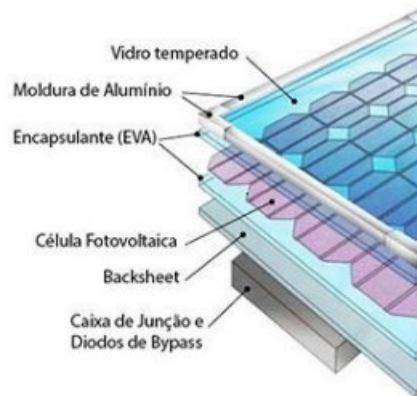


Figura 3.9: Representação dos componentes de um módulo fotovoltaico [30].



Figura 3.10: Exemplo de uma célula fotovoltaica com três busbar soldados longitudinalmente [31].

Para efetuar a associação em série entre células, executa-se a soldadura dos busbar da célula ao eléctrodo positivo da outra célula como demonstrado na figura 3.11, criando uma fita de células associadas entre si. Para formar um módulo fotovoltaico são colocadas várias séries destas fitas lado a lado, sendo interligadas entre si na parte superior e inferior do módulo, tal como é visualizado na figura 3.12. Na mesma figura também é demonstrada a ligação das células na caixa de junção [32].



Figura 3.11: Interligação de células fotovoltaicas.

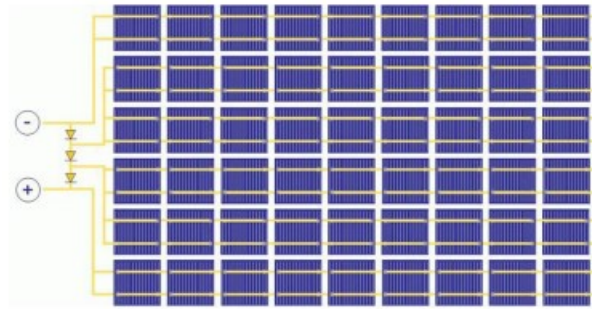


Figura 3.12: Associação de células em série para que atinja um determinado valor de potência do módulo.

Depois de se associarem as células entre si, é necessário encapsulá-las para as proteger de qualquer condição externa a que possam vir a ser sujeitas. A backsheet é um filme isolante de cor branca que tem como função proteger mecanicamente as células fotovoltaicas, além de funcionar como isolamento elétrico e é colocado na parte de trás das células fotovoltaicas depois de ser colocado o encapsulamento EVA (acetato de etil-vinil) normalizado por uma radiação ultravioleta. As células fotovoltaicas são colocadas entre duas camadas de EVA para ficarem encapsuladas e ficarem protegidas contra o envelhecimento provocado pela radiação ultravioleta, humidade e temperaturas externas. Por cima do EVA é colocado um vidro temperado para melhorar a resistência do módulo, além de o proteger contra qualquer tipo de intempérie. Por fim é colocado uma estrutura em alumínio anodizado para proporcionar mais durabilidade ao módulo. Na parte traseira do módulo é colada a backsheet, com uma cola especial, uma caixa de junção, figura 3.13 que tem a função de interligar os vários conjuntos de células em série colocadas no encapsulamento, além de possuir diodos by-pass que não permitem a passagem de tensões reversas para os vários conjuntos de células que compõem o módulo. Também na saída desta caixa de junção são colocadas 2 cabos, um para o polo positivo e outro para o polo negativo e na outra extremidade desses cabos são colocados tradicionalmente conector MC4. Um MC4 macho e outro MC4 fêmea figura 3.14. Este tipo de conector além de facilitar a instalação dos módulos entre si ou a um cabo que irá levar a energia produzida para a carga ou para um inversor, também tem a capacidade de proteger a ligação contra a radiação UV, humidade e poeiras [32], [33].



Figura 3.13: Exemplo de uma caixa de junção com díodos by-pass.



Figura 3.14: Conetor MC4.

### **Tipos de associação entre módulos fotovoltaicos**

De acordo com as potências pretendidas para alimentar as cargas elétricas, ou para alimentar um inversor, será abordado no ponto 3.1.3, podem-se efetuar dois tipos de associações, associar módulos em série para aumentar a tensão e associar módulos em paralelo para se aumentar a corrente, figura 3.15, [27]. Ao associar diversos módulos em série cria-se um conjunto de módulos ao qual se atribui o nome de string. E ao associar strings em paralelo criam-se os arrays.

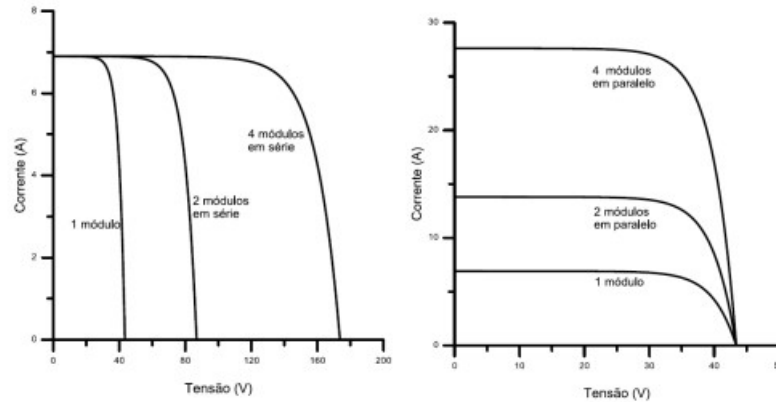


Figura 3.15: Associação de módulos iguais em série, à esquerda, e associação de módulos iguais em paralelo à direita [27].

### 3.1.2 Evolução dos Paineis

Depois de alguns anos com diversas descobertas acidentais e o desenvolvimento da tecnologia e do conhecimento provocaram que em 1953 nos laboratórios Bell Labs em Murray Hill, EUA o cientista Calvin Fuller tenha desenvolvido processos que permitiram dopar cristais de silício, deste modo, conseguiu-se modificar as características do silício. Calvin concebeu uma barra de silício dopada com gálio, transformando assim a barra num silício tipo p. Com a ajuda do físico Gerald Pearson, que mergulhou a barra de silício tipo p num banho de lítio, criando assim uma camada de silício tipo n, obtendo desta forma uma zona de junção p-n, que é a zona de contacto entre o silício tipo p e o tipo n, surgindo um campo elétrico permanente nessa junção. Ao efetuar testes experimentais, Pearson verificou que existia a produção de uma corrente elétrica quando a amostra era exposta à radiação, mas que tinha um problema associado à solda dos contactos. Com o continuar da experiência Fuller trocou o gálio por arsénio para formar o silício tipo n e de seguida efetuou uma difusão de boro, formando silício tipo p, assim as novas células eram facilmente soldadas e já tinham um rendimento de 6%. Este foi o primeiro tipo de células fotovoltaicas montadas no primeiro módulo fotovoltaico colocado em funcionamento para alimentar uma rede telefónica local em Americus na Geórgia, EUA em 1955 figura 3.16.

Mas, desde logo que se percebeu que o elevado custo de produção das células tornaria a comercialização impossível, sendo só utilizada em aplicações especiais, tais como a produção de energia elétrica para satélites no espaço. Exemplo disso, foi o caso do satélite Sputnik lançado em 1957 que produzia energia elétrica para alimentar os seus sistemas através de células fotovoltaicas. Mas nunca foi abandonado o desenvolvimento desta tecnologia e, devido a diversas crises mundiais foram cada vez mais disponibilizados fundo económicos para tornar esta tecnologia com menor custo de produção e com eficiências superiores. Em 1998 conseguiu-se criar uma célula de silício monocristalino que tinha uma eficiência recorde de 24.7% em laboratório. Atualmente o



Figura 3.16: Primeiro painel fotovoltaico montado em funcionamento da história.

mais comum de ser produzido quer pela razão do custo de produção quer pelo melhor custo/rendimento são as células de silício policristalino que atinge valores de eficiência superior a 20% em laboratório.

### 3.1.3 Inversores

Os inversores são equipamentos que têm como função converter a corrente contínua proveniente dos módulos fotovoltaicos em corrente alternada com as características iguais às da rede elétrica nacional, em concordância com os requisitos técnicos e de segurança estabelecidos para a ligação à rede elétrica. Existem duas grandes classes de inversores, inversores conectados à rede (grid tie) e inversores isolados (off grid), embora à sua saída tenha as características da corrente alternada da rede elétrica, o seu funcionamento é diferente, podendo ter a parte de potência muito similar, mas a parte de controlo é diferente. No início dos sistemas fotovoltaicos, os inversores utilizados tinham na sua composição um transformador, que introduzia grande quantidade de perdas, o que provocava uma diminuição do rendimento do inversor além do custo de produção mais elevado. Este transformador, figura 3.17, era utilizado para colocar os valores da tensão de saída do inversor em valores próximos dos da rede elétrica e dentro do intervalo legal de valores permitidos de tensão. Nos dias de hoje este tipo de inversor caiu em desuso, é através de eletrónica de potência que se efetua todo o controlo e conversão de tensão, tendo à saída dos terminais do inversor valores de tensão idênticos aos da rede elétrica e de acordo com os valores permitidos por lei [34].

Os inversores podem ser de diversos níveis, um nível, dois níveis, ou mais, pesa o facto que, com o aumento de níveis, aumenta a complexidade do inversor e o seu custo de produção, na figura 3.17 está representado um inversor de dois níveis. Um nível é equipado com um conversor DC/DC e o outro nível é equipado com um inversor DC/AC para converter a tensão contínua em tensão alternada. Os condensadores existentes servem para efetuar a desacoplagem entre os níveis por onde a energia transita. Por outro lado, no primeiro nível existe a conversão do nível da tensão para outro nível

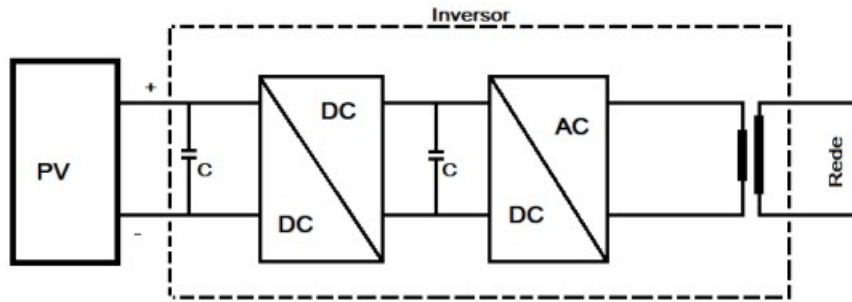


Figura 3.17: Exemplo de um inversor fotovoltaico com transformador.

e ocorre a execução da tecnologia MPPT, que deriva do inglês *Maximum Power Point Tracker*, que em português significa Seguidor do Ponto de Potência Máxima, que será apresentada mais adiante, que irá comandar os impulsos PWM (que advém do inglês *Pulse Width Modulation*, que significa em português Modulação por Largura de Pulso) de controlo do inversor, este controlo [34].

### Conversor DC/DC

O primeiro nível do inversor fotovoltaico é composto por um conversor. O conversor DC/DC efetua a conversão em DC como o nome indica, para outro nível de tensão DC, quer para uma tensão superior, quer para uma tensão inferior. Existem diversos tipos de conversores DC/DC embora só se apresentem neste relatório três tipos, o conversor Buck, Boost, e o Buck-Boost.

- Conversor buck

O conversor buck é responsável por efetuar uma diminuição do valor da tensão, ou seja, o valor da tensão de entrada é superior ao valor da tensão à saída do conversor, figura 3.18, [35]. Este conversor tem dois períodos de funcionamento, o primeiro em que o interruptor CH está fechado e em que a corrente segue diretamente pela bobine alimentando a carga, e o segundo período em que o interruptor CH abre, ficando o diodo diretamente polarizado, ou seja, conduz sendo a bobine desmagnetizada, isto é, a bobine irá ser descarregada e alimentar a carga, sendo a tensão de saída do conversor contínua [35].

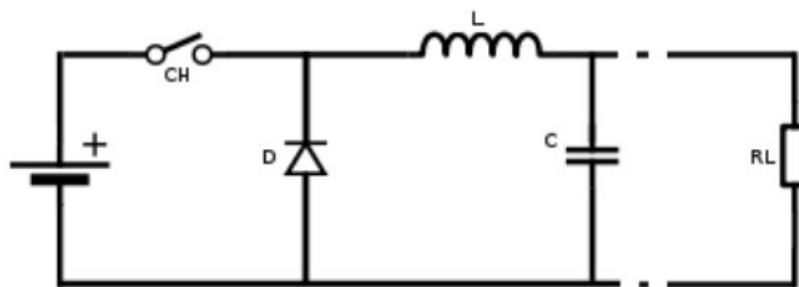


Figura 3.18: Conversor buck

- Conversor boost

O conversor Boost é responsável por elevar a tensão, isto é, a tensão à saída deste conversor tem um valor superior à tensão de entrada, figura 3.19 [35]. Tal como no conversor buck, este conversor tem duas fases distintas de operação. A primeira em que o interruptor (SW) está fechado, funcionando como um curto-circuito, não existindo passagem de corrente pelo diódo, mas efetua a carga da bobine, e a segunda fase, em que o interruptor está aberto e existe condução por parte do diódo, alimentando a resistência, descarregando a bobine. A tensão de saída do conversor é descontínua [35].

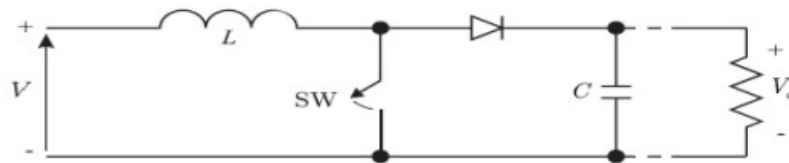


Figura 3.19: Conversor boost

- Conversor buck-boost

O conversor buck-boost representado na figura 3.20 [35], é um conversor que pode funcionar em modo buck ou em modo boost dependendo do valor de  $D$ , ou opera num modo ou no outro. Se  $D > 0.5$  o conversor opera em modo boost se  $D < 0.5$  opera em modo buck. Pode ser utilizado para ter uma tensão com polaridade inversa à saída em relação à da entrada, assim obtém-se um período em que a tensão é positiva, e outro período que em vez de ser nula, a tensão é negativa variando entre o valor da tensão na fonte  $V$  e o valor da tensão de saída  $-V_0$  [35].

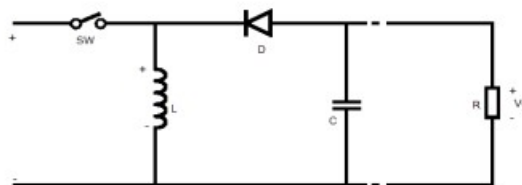


Figura 3.20: Conversor buck-boost

Tal como nos dois conversores já apresentados, este conversor tem dois estados diferentes de funcionamento, o primeiro em que o interruptor está fechado, ficando o diódo inversamente polarizado, não permitindo a passagem de corrente, deste modo a tensão de entrada  $V$  carrega a bobine. O segundo período ocorre quando o interruptor abre, o diódo fica polarizado diretamente permitindo a passagem de corrente, causando a descarga da bobine, alimentando a carga.

### 3.1.4 Evolução dos Inversores

Historicamente, os sistemas fotovoltaicos, isolados da rede ou conectados à rede, de pequenas potências utilizam inversores monofásicos. Entretanto, em aplicações conec-

tadas à rede, os inversores monofásicos, por injetarem corrente numa única fase da rede, produzem desequilíbrio entre as fases. Por razões de estabilidade é possível conectar uma potência máxima de 4,6 kW, com 10% de tolerância, numa fase para evitar maior assimetria entre as fases da rede elétrica. Para potências maiores que 5 kW, são necessários vários inversores monofásicos para garantir uma distribuição simétrica entre as três fases da rede. Para centrais fotovoltaicas de potências superiores a 5 kW, é conveniente a utilização de inversores trifásicos, uma vez que o número de inversores da instalação e, conseqüentemente, os custos podem ser reduzidos. A utilização de inversores monofásicos ou bifásicos no sistema trifásico é simples, mas requer cuidados especiais quanto ao balanceamento entre as fases. Alguns fabricantes de inversores defendem que a utilização de várias combinações arranjo-inversor descentralizadas para a conexão à rede é mais simples que combinar um único arranjo de módulos fotovoltaicos conectado a um inversor central.

### 3.1.5 Transformadores

O transformador é uma máquina estática, isto é, não tem peças em movimento, que baseia o seu funcionamento na indução magnética. Este aparelho destina-se a elevar ou baixar o valor de uma tensão ou de uma corrente.

#### Relação entre Tensões e Correntes primárias e secundárias

Existem dois circuitos elétricos distintos - o primário e o secundário - que, apesar de estarem isolados electricamente, estão "ligados" magneticamente, pois o fluxo magnético gerado pela bobina primária vai percorrer também o interior da bobina secundária. A energia eléctrica (tensão/corrente) é introduzida no primário, que por sua vez gera um campo magnético (variável) que, influenciando o enrolamento secundário, provoca o aparecimento neste de uma força electromotriz induzida. O transformador pode-se ser representado electricamente como mostra a figura 3.21:

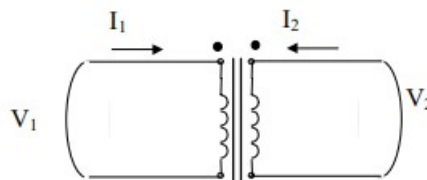


Figura 3.21: Esquema elétrico de um transformador.

De notar que foram colocados pontos "." nos enrolamentos da figura anterior. Isto significa que as correntes que entram nos terminais com "." resultam em fluxos com a mesma direcção  $I_1$ .

Em que  $V_1$  é a tensão aplicada ao primário,  $I_1$  a corrente consumida no primário,  $V_2$  a tensão que aparece no secundário.  $I_2$  a corrente consumida no secundário.  $N_1, N_2$  o

número de “voltas”, espiras, na bobina do primário e do secundário, respectivamente. Se for considerado  $\Phi$  como o fluxo que circula no material ferromagnético (núcleo). Segundo a lei de Faraday

$$E1 = -N1 * \frac{d\Phi}{dt} \quad (3.8)$$

$$E2 = -N2 * \frac{d\Phi}{dt} \quad (3.9)$$

Combinando as duas equações, obtém-se:

$$\frac{E1}{E2} = \frac{N1}{N2} \quad (3.10)$$

Um parâmetro bastante importante dos transformadores, é a sua razão de transformação:

$$a = \frac{N1}{N2} \quad (3.11)$$

No caso das correntes, verifica-se que:

$$\frac{I2}{I1} = \frac{N1}{N2} \quad (3.12)$$

A partir da relação entre o número de espiras dos enrolamentos primário e secundário, conseguem obter-se transformadores elevadores/abaixadores de tensão/corrente [36].

### Enrolamentos Primário e Secundário

Os enrolamentos que constituem o primário e o secundário são feitos com fio de cobre rígido ou multifilar. O valor da intensidade da corrente, como já foi referido, varia de uma forma inversamente proporcional à tensão. Por exemplo, um transformador abaixador de tensão, com uma razão de transformação de 100, que tenha aplicados à sua entrada uma tensão de 230 V e uma corrente de 0.1 A, tem, na sua saída, 2.3 V e 10 A (desprezando as perdas).

É importante também analisar a relação entre o isolamento e a secção do condutor utilizado, dependendo do enrolamento. Por exemplo, num transformador abaixador (tensão secundária inferior à primária), vamos ter uma tensão grande e uma corrente pequena no primário e uma tensão pequena e uma corrente grande no secundário. Isso implica que, no primário teremos de ter um isolamento mais eficaz (por causa de uma possível quebra de dieléctrico), mas condutores de menor secção, enquanto que no secundário teremos menor isolamento, mas condutores mais grossos (para reduzir as perdas por efeito de Joule) [36].

### Núcleo

Uma vez que o ar não é o meio que melhor conduz as linhas de força do campo magnético, para facilitar a passagem das linhas de força, utiliza-se um material ferromagnético (bom condutor deste campo) a que se dá o nome de núcleo. Refira-se que o núcleo dos transformadores é normalmente laminado, como se pode ver na figura 3.22, [36], isto é, o núcleo é constituído por chapas de material ferromagnético que são isoladas entre si por um isolante (verniz, por exemplo):

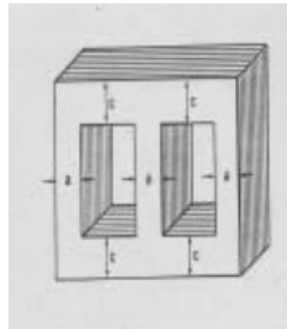


Figura 3.22: Núcleo laminado de um transformador [36].

Este processo construtivo reduz a formação de correntes induzidas no núcleo ferromagnético (Correntes de Foucault) reduzindo conseqüentemente as perdas caloríficas no núcleo do transformador. Em muitos transformadores, tanto o núcleo como os enrolamentos são imersos num fluido não condutor, como óleo. Esta técnica é utilizada para melhorar a dissipação do calor gerado pelo transformador [36].

### Transformadores monofásicos e trifásicos

No caso de transformadores monofásicos, existe somente uma bobina primária e uma bobina secundária. Para um transformador trifásico, existirão três bobinas primárias e três bobinas secundárias, exemplo na figura 3.23, [36]:

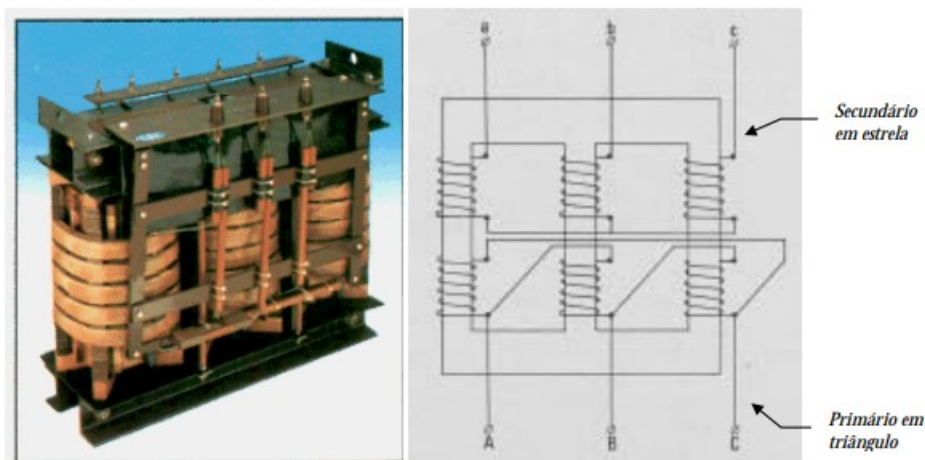


Figura 3.23: Transformador trifásico e esquema elétrico [36].

### 3.1.6 Evolução dos Transformadores

Hans Christian Ørsted, no início do século XIX, deu os primeiros passos para o desenvolvimento do transformador. Ele observou que um fio de corrente elétrica agia sobre a agulha de uma bússola, provando assim que há interação entre o magnetismo e a eletricidade.

Em 1831, Michael Faraday e Joseph Henry comprovaram, através das suas experiências, o conceito de eletroímã e as propriedades de indução eletromagnética.

Por volta de 1876, os conceitos relacionados a sistemas de potência evoluíram bastante. Por isso, a sua definição aconteceu pouco tempo depois, quando Thomas Edison e George Westinghouse Jr. travaram discussões aceras sobre a melhor forma de transmissão da energia elétrica, originando o episódio da Guerra das Correntes.

Em 1880, Thomas Edison apresentou ao mundo a sua lâmpada incandescente em corrente contínua, a mais eficiente criada até então. Nessa época, na Europa, estavam a ocorrer avanços na utilização de corrente alternada.

Em 1882, Edison colocou em funcionamento um sistema de corrente contínua em Nova York e fundou a empresa Edison Electric Company. Em 1885, George Westinghouse Jr. comprou os direitos da patente de Goulard-Gibbs para construir transformadores de corrente alternada e encarregou William Stanley do desenvolvimento. Stanley desenvolveu o primeiro modelo comercial de transformador.

O transformador possibilitava a elevação das tensões ao longo do sistema de distribuição. Isso era possível apenas em sistemas de corrente alternada, enquanto o mesmo não era possível no sistema de corrente contínua de Edison, que sofria, então, com as perdas na transmissão de energia elétrica.

Em 1892, Nikola Tesla pôs em funcionamento o primeiro motor de indução, que funcionava em corrente alternada, com a patente do projeto vendida à Westinghouse. Assim, com esse feito, a comissão responsável pela concorrência pública para a licitação das obras de Niagara Falls, importante obra que definiria as bases do sistema elétrico de potência, decidiu que o sistema funcionaria em corrente alternada.

Enquanto isso, na Alemanha, entrou em funcionamento um sistema de 100 HP com transmissão do sinal até 160 km em corrente alternada. A empresa de Edison, a Edison General Electric Company, juntou-se à Thomson-Houston, formando a General Electric, que passou então a produzir transformadores e alternadores em larga escala.

Um dos diversos frutos da guerra das correntes surgiu em 1885, quando Stanley construiu o primeiro transformador de corrente alternada prático, baseado no protótipo de Lucien Gaulard e John Dixon Gibbs de 1881. Este dispositivo foi, então, o precursor do transformador moderno que conhecemos hoje [37].



## 4 INSTALAÇÃO DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

Durante a realização deste trabalho, meu envolvimento nos diferentes projetos foi diferente.

Nos projetos desenvolvidos na unidade industrial do centro sul, estive envolvido nos projetos desde a fase inicial, isto é, desde a fase de projeto, onde foi escolhido o local de implementação dos parques, o seu dimensionamento, local de interligação com a rede industrial, acompanhamento de instalação e colocação em serviço. Já no projeto instalado na unidade industrial localizada mais a norte, o meu trabalho foi apenas no acompanhamento da instalação do parque fotovoltaico e colocação em serviço do mesmo.

Neste capítulo será abordada a legislação em vigor aplicada à instalação de sistemas fotovoltaicos, o dimensionamento e caracterização de três instalações fotovoltaicas montadas em duas unidades industriais de uma empresa de celulose, bem como o desenvolvimento dos projetos e apresentação dos materiais e equipamentos instalados.

### 4.1 Legislação aplicável à instalação de Sistemas Fotovoltaicos

Para contrariar a dependência de combustíveis fósseis, e de modo a tentar reequilibrar a balança comercial portuguesa, foi-se criando ao longo dos anos legislação para regular a produção de eletricidade por intermédio de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), o mais recente é o Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece:

- o autoconsumo de energia renovável, estabelecendo a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável;
- as Comunidades de Energia Renovável (CER), procedendo, nesta parte, à transposição parcial para o direito interno da Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

O Despacho n.º46/2019, de 30 de dezembro que estabelece o procedimento para obtenção de um título de controlo prévio para produção em autoconsumo, para o efeito é necessário fazer uma comunicação prévia de exploração as UPAC, fazer o pedido do re-

gisto e de certificado de exploração, nos termos dos n.ºs 2, 3, 4, 5 e 9 do artigo 27º - C do Decreto-lei n.º172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-lei n.º76/2019, de 3 de junho, e pedido de licença de produção e exploração.

A Portaria n.º16/2020 que estabelece o montante das taxas a aplicar às instalações; o Despacho n.º4/2020, de 3 de fevereiro, que aprova o Regulamento de Inspeção e Certificação e o Regulamento Técnico e de Qualidade; o Despacho n.º 15/2022, que define as regras técnicas e os procedimentos que visam o correto dimensionamento e inspeções necessárias a instalações elétricas coletivas e às UPAC associadas; o Despacho n.º1177/2024, de 31 de janeiro, estabelece em que condições para a isenção de encargos correspondentes aos Custos de Interesse Económico Geral (GIEG) que incidem sobre a tarifas de acesso às redes determinadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a aplicar ao autoconsumo veiculado através da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) [38].

## **4.2 Caracterização dos Projetos das Centrais fotovoltaicas**

O ano de 2024 fica marcado pelo reforço da aposta da empresa na energia solar fotovoltaica em regime de autoconsumo com a entrada em serviço das centrais fotovoltaicas nas unidades industriais do centro do país. A central instalada na fábrica do centro norte com uma potência instalada de 1,62MW a juntar ao reforço da central já existente na fábrica do centro sul, instalada no ano de 2021, com uma potência de 2,64MW (inicialmente com 2,1MW) e com a central no solo de 15,18MW de acordo com a proposta da empresa para o seu roteiro da neutralidade carbónica.

A primeira central fotovoltaica foi construída na unidade industrial do sul do país em 2016 e tem cerca de 8800 painéis com uma capacidade instalada de 2,2MW. Em 2017, numa quinta (sul) que é propriedade da empresa, foi instalada uma outra central com 352 painéis e uma capacidade instalada de 112,5kW, em 2018 foi colocado em serviço a central no centro de investigação (centro norte), com uma capacidade de produção de 90kW. Já em 2021 foi feito um reforço da central instalada na unidade industrial do sul do país com mais 1,8MW de potência instalada e na unidade industrial da zona centro sul, foi instalada uma central no telhado com uma potência de 2,1MW como se pode observar pelos dados apresentados na tabela 4.1.

Tabela 4.1: Centrais Fotovoltaicas instaladas até ao ano de 2024

Ano	Local	Nº Painéis	Potência Nominal (kW)
2016	Fábrica - Sul	8800	2200
2017	Quinta - Sul	352	112,5
2018	Centro Investigação - Centro Norte	280	90
2021	Fábrica - Centro Sul	7700	2100
2024	Fábrica - Centro Sul	7130	2640
2024	Fábrica - Centro Norte	3272	1620
2024	Fábrica - Centro sul	26326	15180

A empresa tem previsto um investimento na descarbonização de cerca de 340 milhões de euros para o período compreendido entre 2018 a 2035, sendo que até ao final de 2021 cerca de 4,7 milhões de euros tinham sido investidos globalmente na instalação de diversas centrais fotovoltaicas com cerca de 17200 painéis solares fotovoltaicos e com uma área aproximada de 28500  $m^2$ . Com a construção destas novas centrais que são referidas neste trabalho, estima-se um impacto na redução das emissões de  $CO_2$ . Na unidade da zona centro norte é estimado uma redução de emissões de 1221,43  $tCO_2/ano$  (fator de emissão 371  $gCO_2/kWh$  para uma produção anual estimada de 2600 MWh/ano). Na figura 4.1 referente à unidade industrial na zona centro norte, é possível verificar a instalação dos painéis na área escolhida da fábrica, dando assim dimensão ao espaço escolhido que ocupou, que neste caso é de cerca de 8965  $m^2$ .



Figura 4.1: Imagem panorâmica 3D do parque fotovoltaico na fábrica da zona Centro Norte.

Já no caso das centrais instaladas na fábrica da zona do centro sul, a instalação no telhado, tem uma redução de emissões estimada de 1793,81  $tCO_2/ano$  (fator de emissão 371  $gCO_2/kWh$  para uma produção anual estimada de 3816,8 MWh/ano). Na figura 4.2, é possível verificar a montagem dos painéis na área escolhida da fábrica, dando

assim dimensão ao espaço escolhido que ocupou, que neste caso é de cerca de  $12630 m^2$ . A área mais escura representa os novos painéis instalados, já a área com painéis mais clara, representa uma instalação já existente, colocada ao serviço em 2021.



Figura 4.2: Imagem panorâmica 3D do parque fotovoltaico no telhado na fábrica da zona Centro Sul.

Quanto ao parque instalado no solo, tem uma redução de emissões estimada de  $4492 tCO_2/ano$  (fator de emissão  $371 gCO_2/kWh$  para uma produção anual estimada de  $24415 MWh/ano$ ). Na figura 4.3, é possível verificar a área a ocupar com a montagem dos painéis, dando assim dimensão ao espaço escolhido, que neste caso é de cerca de  $158000 m^2$ .

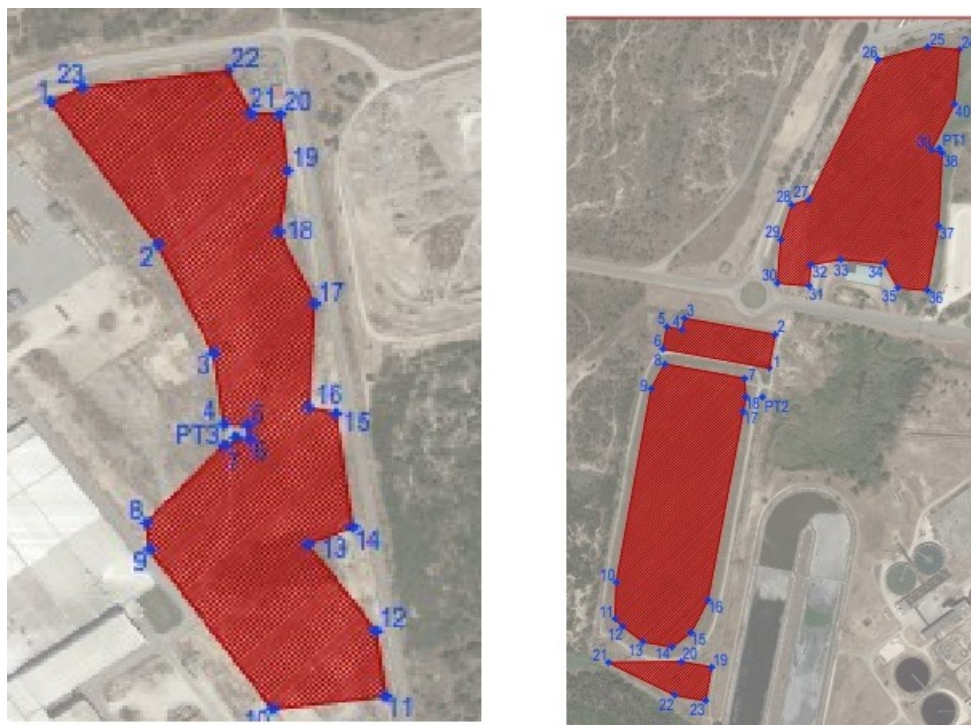


Figura 4.3: Imagem panorâmica do parque fotovoltaico no solo na fábrica da zona Centro Sul - área 1 (esquerda) e área 2 (direita).

## 4.3 Desenvolvimento dos projetos

### 4.3.1 Projeto fábrica centro sul

No dimensionamento do projeto das centrais fotovoltaicas instaladas na unidade industrial centro sul, o objetivo principal passou por conseguir ter no total da capacidade das centrais, o equivalente à capacidade da turbina a gás existente na instalação, de modo a não usar a mesma, e assim permitir uma poupança económica, bem como a diminuição da emissão dos GEE resultantes da sua utilização, tornando assim, a fábrica mais ecológica.

A central instalada no telhado, representada na figura 4.2, a solução passou por ocupar o espaço disponível, com o máximo de potência possível, de modo a poder ser utilizado todo o espaço útil da cobertura do edifício e assim complementar a central existente, foi feito um estudo prévio do sombreamento provocado pelas chaminés existentes, para assim retirar o máximo de eficiência da instalação. Após decidido a área de implementação, colocou-se o desafio do ponto de injeção da energia, uma vez que não poderia ser usado o quadro elétrico utilizado anteriormente com a central existente, por causa da potência do mesmo. Assim em conjunto com a equipa de engenharia e o empreiteiro, foi decidido a ligação à rede de 15kV da Máquina de Papel 2 (PM2), o que obrigava à instalação de uma nova cela no Posto de Transformação (PT) para receber essa mesma ligação, pois é prática da empresa ter sempre uma cela de reserva. O PT, foi escolhido com base no trajeto que os cabos teriam de percorrer e as alterações que eram necessárias para efetuar essa mesma ligação, assim como o local de instalação dos inversores. Decidiu-se colocar os inversores no exterior do edifício, de modo a permitir um trajeto mais curto para a cablagem e assim não encarecer o projeto. Quanto ao estudo, este foi realizado com o apoio do *software* PVSOL como mostra a figura 4.4, com este balanço é possível ter-se uma perceção da produção de energia que vai ser realizada pelo sistema fotovoltaico a instalar. É dada inicialmente a potência gerada pela irradiação global de  $1708,87 \text{ kWh/m}^2$ , mas após serem consideradas as perdas do sistema, obtém-se o valor de  $1661,78 \text{ kWh/m}^2$ , a este valor, multiplica-se a área total disponível, onde se obtém o valor de irradiação global fotovoltaica de  $20\,988\,679,24 \text{ kWh}$  de energia. Consideradas as perdas por sujidade e na conversão da energia usando a eficiência nominal dos módulos, obtém-se uma energia de  $4\,406\,686,24 \text{ kWh}$  de energia fotovoltaica nominal. Depois de consideradas todas as perdas que afetam a instalação, como o sombreamento, a baixa irradiação e outras, obtém-se o valor de  $3\,941\,581,80 \text{ kWh}$  de energia fotovoltaica em corrente contínua à entrada dos inversores. Após a conversão feita pelos inversores, obtém-se o valor de  $3\,816\,779,48 \text{ kWh}$  em corrente alternada na saída.

## Balço energético do sistema fotovoltaico

### Balço energético do sistema fotovoltaico

<b>Irradiação global - horizontal</b>	<b>1 708,87 kWh/m<sup>2</sup></b>	
Desvio em relação ao espectro padrão	-17,09 kWh/m <sup>2</sup>	-1,00 %
Reflexão do solo (albedo)	0,93 kWh/m <sup>2</sup>	0,05 %
Orientação e inclinação do plano dos módulos	-9,40 kWh/m <sup>2</sup>	-0,56 %
Sombreamento independente do módulo	-10,41 kWh/m <sup>2</sup>	-0,62 %
Reflexão na superfície de módulo	-11,11 kWh/m <sup>2</sup>	-0,66 %
<b>Irradiação global no plano dos módulos</b>	<b>1 661,78 kWh/m<sup>2</sup></b>	
	1 661,78 kWh/m <sup>2</sup>	
	x 12630,22 m <sup>2</sup>	
	= 20 988 679,24 kWh	
<b>Irradiação global fotovoltaica</b>	<b>20 988 679,24 kWh</b>	
Sujeira	-176 705,97 kWh	-0,84 %
Conversão de STC (eficiência nominal do módulo 21,17 %)	-16 405 287,03 kWh	-78,83 %
<b>Energia fotovoltaica nominal</b>	<b>4 406 686,24 kWh</b>	
Sombra parcial, específica do módulo	-107 518,10 kWh	-2,44 %
Comportamento sob baixa irradiação	-73 569,24 kWh	-1,71 %
Desvio em relação à temperatura nominal do módulo	-170 644,92 kWh	-4,04 %
Diodos	-1 266,26 kWh	-0,03 %
Mismatch (indicações do fabricante)	-81 073,75 kWh	-2,00 %
Mismatch (conexão/sombra)	-29 931,64 kWh	-0,75 %
<b>Energia fotovoltaica (c.c.) sem redução pelo inversor</b>	<b>3 942 682,32 kWh</b>	
Potência CC mínima não atingida	-60,90 kWh	0,00 %
Redução devido à faixa de tensão PMP	-483,97 kWh	-0,01 %
Redução devido à corrente c.c. máx.	-66,23 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.c. máx.	0,00 kWh	0,00 %
Redução devido à potência c.a. máx./cos phi	-61,23 kWh	0,00 %
Perda no seguidor PMP	-428,19 kWh	-0,01 %
<b>Energia fotovoltaica (c.c.)</b>	<b>3 941 581,80 kWh</b>	
<b>Energia na entrada do inversor</b>	<b>3 941 581,80 kWh</b>	
Divergência entre tensão de entrada e tensão nominal	-8 247,95 kWh	-0,21 %
Conversão c.c./c.a.	-58 430,83 kWh	-1,49 %
Consumo em espera (Inversor)	-169,93 kWh	0,00 %
Perda cabeamento total	-58 123,55 kWh	-1,50 %
<b>Energia fotovoltaica (c.a.) menos consumo em espera</b>	<b>3 816 609,55 kWh</b>	
<b>Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)</b>	<b>3 816 779,48 kWh</b>	

Figura 4.4: Balço energético da central no telhado na fábrica da zona Centro Sul.

No dimensionamento dos cabos, foram usadas as seguintes fórmulas:

- Cabos DC.

$$S = 2 * \frac{L * I}{k * V} \quad (4.1)$$

Onde:

- S = secção do cabo DC ( $mm^2$ );
- L = comprimento do cabo (m);
- I = corrente que atravessa o condutor (A);
- k = condutividade do condutor (cobre =  $56 \text{ m} / \Omega mm^2$ ; alumínio =  $35 \text{ m} / \Omega mm^2$ );
- V = queda de tensão admissível (V).

Tabela 4.2: Características dos módulos fotovoltaicos - Anexo II

Características dos módulos	Parâmetros
Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ )	13,54A
Tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ )	53,64V
Corrente máxima potência ( $I_{mp}$ )	12,92A
Tensão máxima potência ( $V_{mp}$ )	44,90V

Tabela 4.3: Distância (pior cenário) dos módulos fotovoltaicos

Pior cenário	Parâmetros
Distância	180m
Número de módulos da <i>string</i> ( $Stringn_{mpV}$ )	21
Queda de tensão admissível máxima ( $V_{m\acute{a}x}$ )	3%
Corrente <i>String</i> ( $I_{string}$ )	Corrente máxima ( $I_{mp}$ )

Usando os valores apresentados nas tabelas 4.2 e 4.3 para fazer o dimensionamento dos cabos DC.

$$V_{mpstring} = Stringn_{mpV} * V_{mp} = 942,9 \text{ V}$$

$$V_i = V_{mpstring} * V_{m\acute{a}x} = 28,28 \text{ V}$$

$$I_{string} = I_{mp} = 12,92 \text{ A}$$

Logo,

$$S = 2 * \frac{L * I_{mp}}{k * V_i} = 5,874 mm^2 \quad (4.2)$$

A secção do cabo a utilizar nas interligações dos módulos fotovoltaicos e os inversores é de  $6 mm^2$  para um condutor de cobre, logo a queda de tensão máxima de 3% definida em projeto está assegurada.

Já para os cabos elétricos de AC, que permitem efetuar a interligação entre os inversores e o quadro AC, estes foram dimensionados usando a equação (4.3).

$$u = b * \left[ \left( \frac{\rho * L}{S} \right) * \cos\phi + (\lambda * L * \sin\phi) \right] * I \quad (4.3)$$

Onde:

- u = queda de tensão (V);
- b = coeficiente igual a 1 para tensão composta;
- $\rho$  = resistividade dos condutores à temperatura de serviço normal (90°C) (cobre = 0,0225  $\Omega mm^2/m$ ; alumínio = 0,036  $\Omega mm^2/m$ );
- L = comprimento do cabo (m);
- $\lambda$  = reactância linear dos condutores (0,00008  $\Omega/m$ );
- $\cos\phi$  = fator de potência (segundo o *datasheet* dos inversores);
- I = corrente de serviço (A).

$$\Delta U(\%) = \frac{100 * u}{u_0} \quad (4.4)$$

Onde:

- $\Delta U$  (%) = queda de tensão relativa;
- u = queda de tensão (V);
- $u_0$  = tensão entre fase e neutro (V).

Interligação inversor 330 kWn - *Power Station*

Tabela 4.4: Características dos inversores 330 kWn (Interligação inversor 330 kWn - *Power Station*) - Anexo V

Características dos inversores	Parâmetros
Potência nominal	330 000 W
Corrente nominal	238,2 A
Fator de potência	0,8

Tabela 4.5: Distância (pior cenário) Interligação inversor 330 kWn - *Power Station*

Pior cenário	Parâmetros
Distância	30m
$\Delta U$ (%)	3 %

Para se obter a secção do cabo, foram verificados o critério de aquecimento e proteção contra sobrecarga, através do qual se compara o valor da corrente de serviço com a

corrente admissível. Considerou-se a temperatura do solo de 35°C, uma vez que os cabos são enterrados, utilizou-se o Método D, das regras técnicas, uma vez que o cabo é de cobre e com isolamento XLPE, testou-se o cabo de secção igual a 95 mm<sup>2</sup> com o valor de I<sub>z</sub> = 301A. Como I<sub>b</sub> = 238,2A: Calcula-se o valor de I<sub>zcorr</sub>:

$$I_{zcorr} = I_z * 0,89 = 301 * 0,89 = 267,89A \quad (4.5)$$

Logo, o critério de aquecimento é assegurado, isto é,  $I_{zcorr} \geq I_b$

Calcula-se agora a proteção contra sobrecargas, para isso, verifica-se o valor da corrente do disjuntor instalado, que é de calibre 250A, que tem uma corrente convencional de funcionamento de I<sub>2</sub> = 338A

$$I_{zcorr} * 1,45 = 267,89 * 1,45 = 380,404A \quad (4.6)$$

Logo verifican-se as seguintes condições:

$$I_b \leq I_n \leq I_{zcorr}$$

$$I_2 \leq 1,45I_{zcorr}.$$

Ao utilizar-se as formulas (4.3) e (4.4) e os valores apresentados nas tabelas 4.4 e 4.5 obtem-se:

$$u = 1 * \left[ \left( \frac{0,0225 * 30}{120} \right) * 0,8 + (0,00008 * 30 * 0,6) * 238,2 \right] = 1,415V \quad (4.7)$$

$$\Delta U(\%) = \frac{100 * 1,415}{230} = 0,615\% \quad (4.8)$$

Considerando o pior cenário para a distância de instalação dos inversores, conclui-se que a secção de 120 mm<sup>2</sup> para cabo em cobre (RV-K) permite assegurar a queda de tensão máxima de 3% definida em projeto está assegurada.

Por uma questão económica optou-se por instalar cabos de secção 120 mm<sup>2</sup>.

Na figura 4.5 está representado o esquema unifilar da instalação desta central, onde está representada a ligação dos inversores com a *Power Station* e a ligação da mesma com a rede de 15kV.



No projeto da central instalada no solo, este teve duas fases distintas, pois não havia nenhuma área onde fosse possível instalar todos os painéis juntos. Assim houve a necessidade de criar diferentes áreas e pensar em soluções para ligar os pontos de injeção. Dado o espaço disponível a solução encontrada pela equipa de engenharia onde estive inserido em conjunto com o empreiteiro, foi a que está representada na figura 4.3. Cada uma destas áreas ficou com uma *PV Station* dedicada, para assim ser mais prático a interligação com a rede industrial. Uma vez que este projeto tem o propósito de produção para a rede pública, sendo só usada a energia em caso de necessidade da empresa, inicialmente queria fazer-se a injeção da energia diretamente na rede de 60kV, que se encontra no edifício da Máquina de Papel 1 (PM1), mas tal foi logo colocado de parte por causa dos custos avultados que ia exigir, pois é uma grande distância. Tornou-se então necessário encontrar uma solução que fosse economicamente viável. A área 1 que está representada na figura 4.3, tem o seu ponto de injeção na rede industrial de 15kV na sala elétrica da PM2, local onde também está ligada a central colocada no telhado, isto é, mais uma cela de média tensão instalada para receber esta ligação. Já no caso da área 2, esta, está dividida também em 2 partes, pois tem o acesso principal à portaria sul no meio. Inicialmente pensou-se em fazer a ligação de cada uma das *PV Station* a celas de 15kV no edifício da PM1 onde é feita a ligação à rede de 60kV, mas mais uma vez a ideia foi colocada de parte, pois os custos envolvidos eram demasiado elevados, ia exigir abertura de valas nas estradas interiores da fábrica, provocar constrangimentos à circulação de viaturas e pessoas, para além dos cabos necessários serem demasiado grandes em secção. Então a solução encontrada, passou por fazer a interligação das *PV Stations* entre si e apenas uma delas ligar à rede de 15kV, aproveitando a disponibilidade de espaço na sala elétrica da Cogeração para instalação de novas celas de 15kV, que fica a meio do percurso até à sala da PM1 e já existe uma ligação feita entre salas, aproveitando assim a cela já existente na PM1. Quanto aos cabos utilizados foram dimensionados de acordo com as fórmulas apresentadas anteriormente:

Tabela 4.6: Características dos módulos fotovoltaicos - Anexo III

Características dos módulos	Parâmetros
Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ )	18,35A
Tensão em circuito aberto ( $V_{oc}$ )	46,05V
Corrente máxima potência ( $I_{mp}$ )	17,35A
Tensão máxima potência ( $V_{mp}$ )	38,05V

Tabela 4.7: Distância (pior cenário) dos módulos fotovoltaicos

Pior cenário	Parâmetros
Distância	300m
Número de módulos da <i>string</i> ( <i>String</i> nPV)	30
Queda de tensão admissível máxima ( <i>V</i> máx)	3%
Corrente <i>String</i> ( <i>I</i> <i>string</i> )	Corrente máxima ( <i>I</i> mp)

Usando os valores apresentados nas tabelas 4.6 e 4.7 para fazer o dimensionamento dos cabos DC.

$$V_{mpstring} = StringnPV * V_{mp} = 1141,5V$$

$$V_i = V_{mpstring} * V_{máx} = 34,25V$$

$$I_{string} = I_{mp} = 17,35A$$

Logo,

$$S = 2 * \frac{L * I_{mp}}{k * V_i} = 5,97mm^2 \quad (4.9)$$

A secção do cabo a utilizar nas interligações dos módulos fotovoltaicos e os inversores é de  $6 \text{ mm}^2$  para um condutor de cobre, logo a queda de tensão máxima de 3% está assegurada definida em projeto está assegurada, para garantir que em caso de curto-circuito seja suportado o tempo de abertura das proteções que lhes estão associadas.

Interligação inversor 330 kWn - *Power Station*

Tabela 4.8: Características dos inversores 330 kWn (Interligação inversor 330 kWn - *Power Station*) - Anexo IV

Características dos inversores	Parâmetros
Potência nominal	330 000 W
Corrente nominal	238,2 A
Fator de potência	0,8

Tabela 4.9: Distância (pior cenário) Interligação inversor 330 kWn - *Power Station*

Pior cenário	Parâmetros
Distância	460 m
$\Delta U$ (%)	3 %

Para se obter a secção do cabo AC, foram verificados o critério de aquecimento e proteção contra sobrecarga, através do qual se compara o valor da corrente de serviço com a corrente admissível. Considerou-se a temperatura de referência para o solo de 35°C, uma vez que os cabos são enterrados e vão agrupados em 6 condutores, utilizou-se a tabela do quadro 52-E2 das regras técnicas, uma vez que o cabo é de alumínio e com

isolamento PVC, testou-se o cabo de secção igual a  $400 \text{ mm}^2$  com o valor de  $I_z = 515\text{A}$ . Como  $I_b = 238,2\text{A}$ : Calcula-se o valor de  $I_{zcorr}$ :

$$I_{zcorr} = I_z * 0,62 * 0,84 = 515 * 0,62 * 0,84 = 268,212\text{A} \quad (4.10)$$

Logo, o critério de aquecimento é assegurado, isto é,  $I_{zcorr} \geq I_b$  Calcula-se agora a proteção contra sobrecargas, para isso, verifica-se o valor da corrente do disjuntor instalado, que é de calibre  $I_n=400\text{A}$ , que tem uma corrente convencional de funcionamento de  $I_2 = 388,9\text{A}$

$$I_{zcorr} * 1,45 = 268,212 * 1,45 = 388,9\text{A} \quad (4.11)$$

Logo verifican-se as seguintes condições:

$$I_b \leq I_n \leq I_{zcorr}$$

$$I_2 \leq 1,45I_{zcorr}.$$

Ao utilizar-se as formulas (4.3) e (4.4) e os valores apresentados nas tabelas 4.8 e 4.9 obtemos:

$$u = 1 * \left[ \left( \frac{0,036 * 460}{400} \right) * 0,8 + (0,00008 * 460 * 0,6) * 238,2 \right] = 5,29258\text{V} \quad (4.12)$$

$$\Delta U(\%) = \frac{100 * 5,29258}{230} = 2,301\% \quad (4.13)$$

Considerando o pior cenário para a distância de instalação dos inversores, conclui-se que a secção de  $400 \text{ mm}^2$  para cabo em alumínio (LXAV) permite assegurar a queda de tensão máxima de 3% definida em projeto.

Os cálculos para os cabos de média tensão, que são usados para fazer a interligação das Power Station às celas de média, foram feitos utilizando as mesmas fórmulas apresentadas acima, os cálculos estão apresentados no Anexo I.

Podem-se ver os esquemas unifilares relativos à central instalada no solo, onde é possível ter uma percepção das interligações referidas anteriormente. Na figura 4.6, pode-se verificar o esquema unifilar respeitante à área 1 como mostra a figura 4.3.

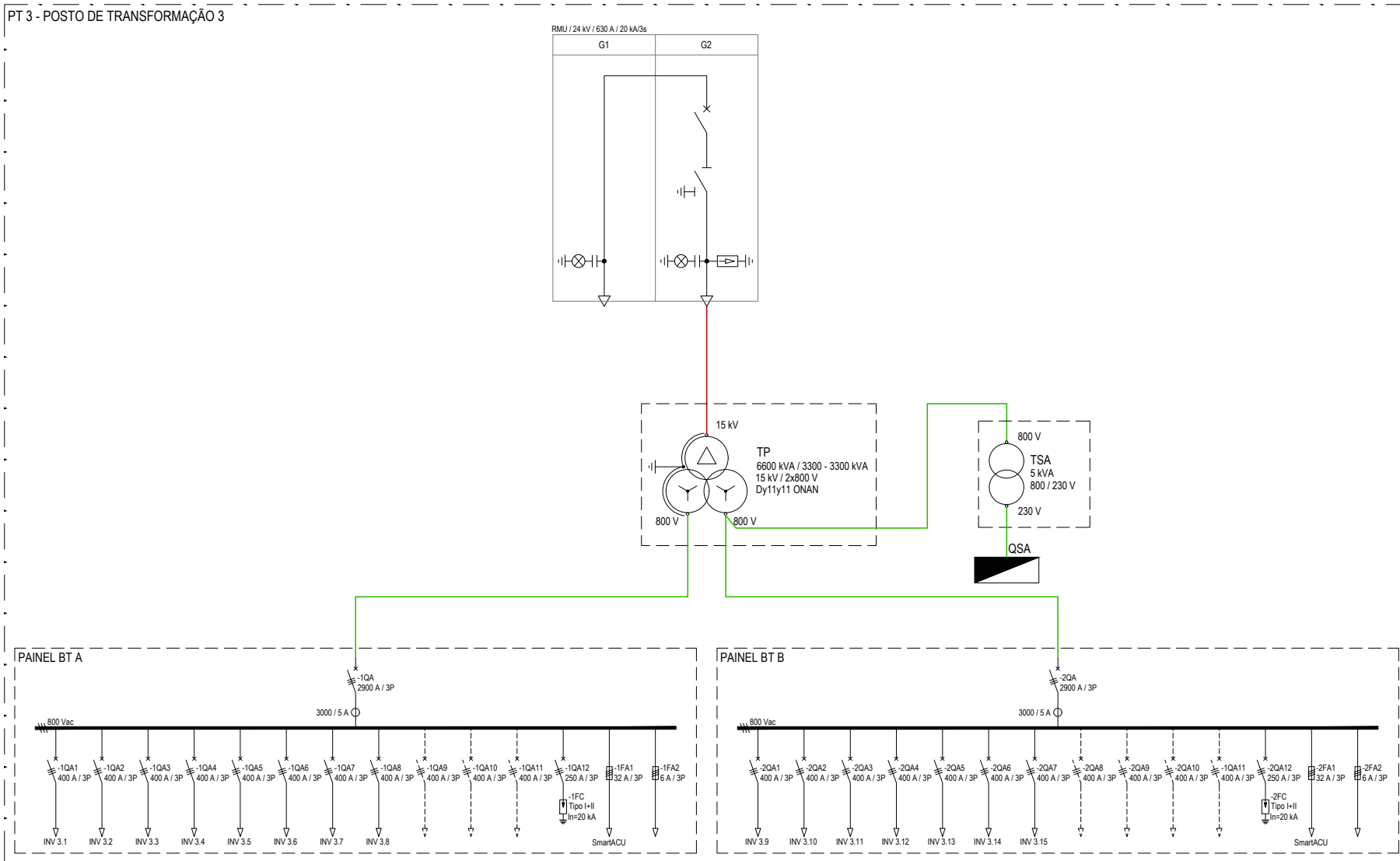


Figura 4.6: Esquema unifilar da central do solo com ligação à cela na PM2.

Já nas figuras 4.7 e 4.8, podem-se ver os esquemas unifilares referentes à ligação dos PT1 e PT2 que se situam na área 2 representada na figura 4.3 e o esquema unifilar da cogeração na figura 4.9.

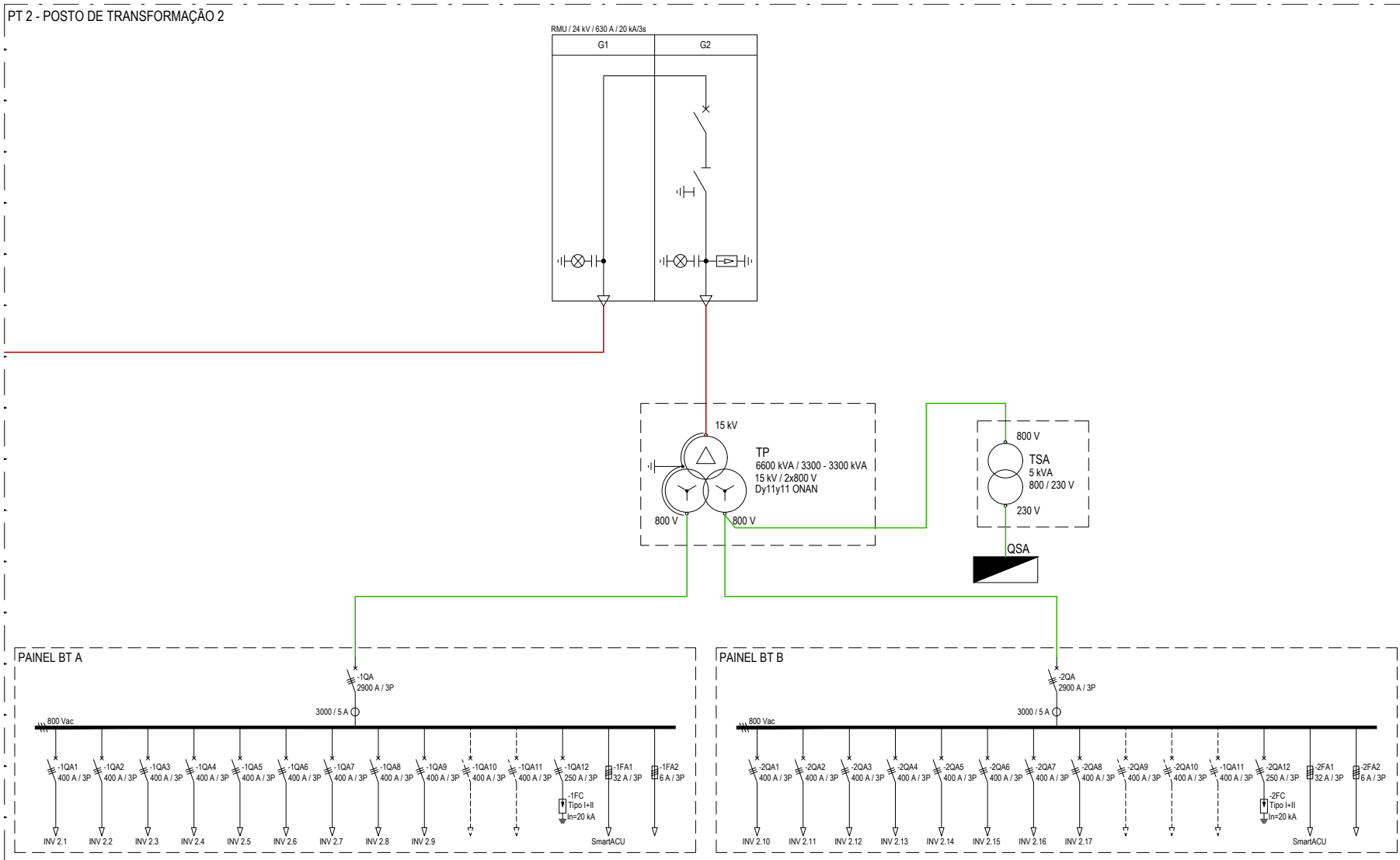


Figura 4.7: Esquema unifilar da central do solo - área 2 com ligação do PT2 ao PT1.

## Uso de Energias Renováveis na Indústria de Celulose - Sistemas Fotovoltaicos

Nas figuras 4.7 e 4.8 temos a representação dos esquemas unifilares do PT1 e PT2 que estão interligados entre si.

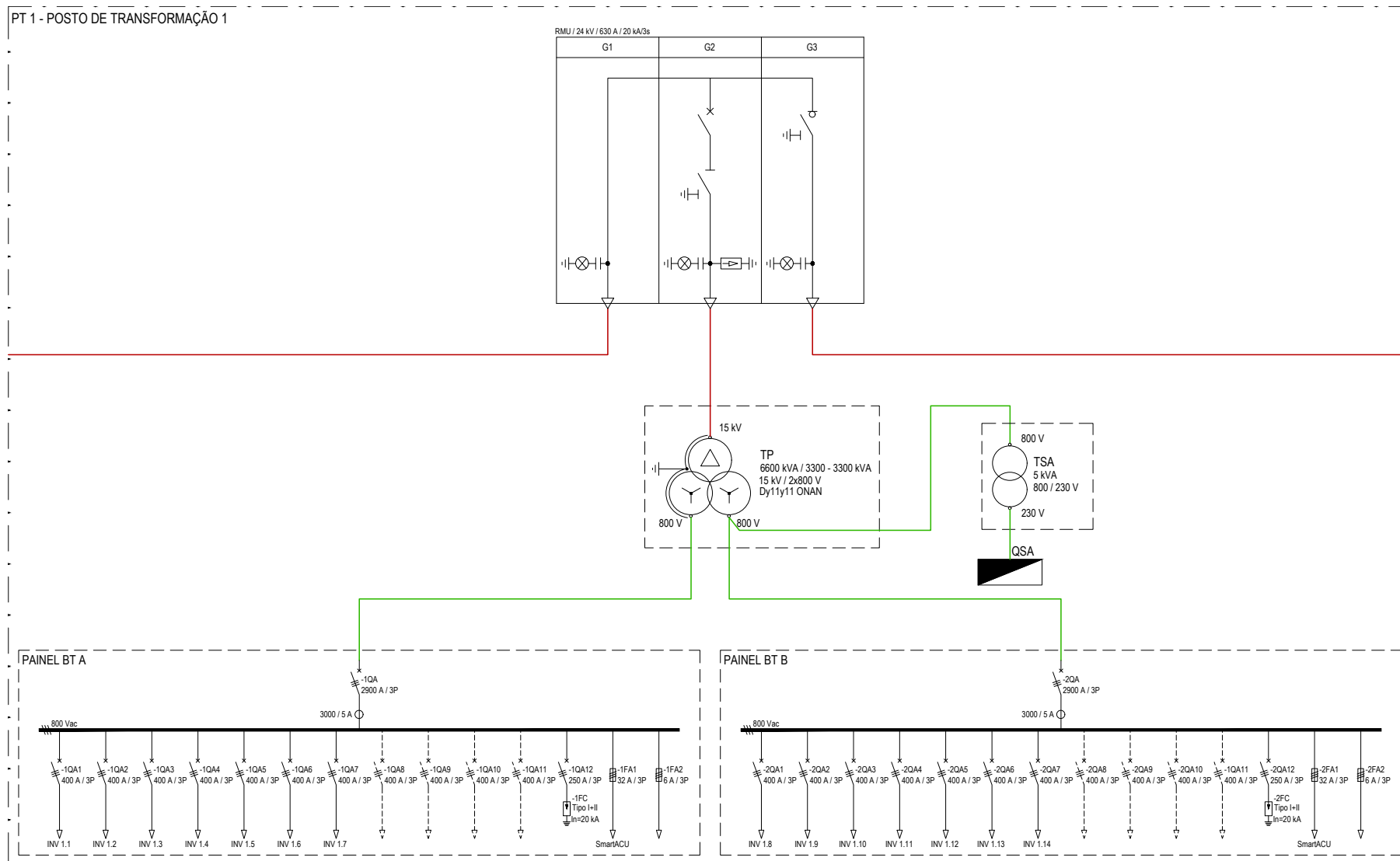


Figura 4.8: Esquema unifilar da central do solo - área 2 com ligação do PT1 à Cogeração.

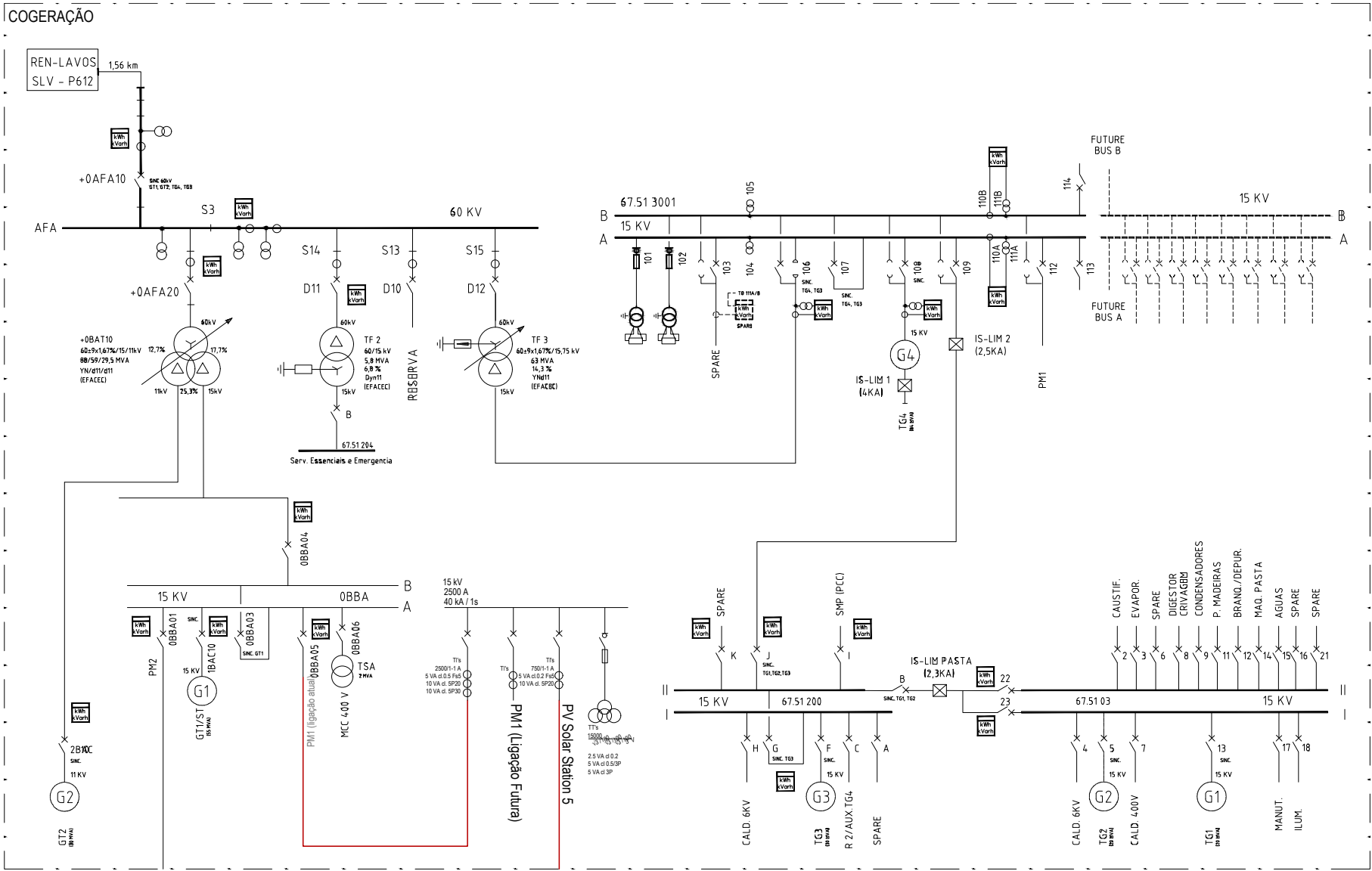


Figura 4.9: Esquema unifilar da Cogeração.

### 4.3.2 Projeto fábrica centro norte

Na fábrica situada na zona centro norte, a central fotovoltaica foi dimensionada para garantir o máximo de potência, aproveitando assim a área disponível para a instalação. Com o aproveitamento da área do telhado da zona de transformação do papel, instalaram-se os painéis, para assim, utilizar a energia por eles produzida na área da transformação. Neste projeto a minha intervenção foi mais diretamente no acompanhamento da execução da obra, instalação de equipamentos, passagem e ligação de cabos, comissionamento e colocação em serviço da instalação. Durante este tempo e nas várias deslocações ao local da obra, foi necessário verificar se os materiais estavam em conformidade, se as normas de higiene e segurança estavam a ser cumpridas, bem como o seguimento do plano de trabalhos, para que a obra fosse realizada dentro do prazo estabelecido. Durante as várias visitas, foram sendo feitas reuniões com o empreiteiro para verificação da lista de atividades a desenvolver durante a obra, entre as quais:

- Transporte de materiais e equipamentos;
- Montagem de estrutura de Suporte dos módulos;
- Instalação e ligação dos módulos fotovoltaicos;
- Instalação dos inversores;
- Instalação das infraestruturas elétricas e passagem e ligação de cabos.

Na atividade de transporte de materiais e equipamentos, que decorreu durante toda a obra entre o local de armazenamento e o local de instalação, esse transporte foi feito com recurso a empilhador, a atividade de montagem da estrutura, implicou a fixação da estrutura no telhado do edificio onde foram depois instalados os módulos fotovoltaicos. Os módulos foram depois montados de acordo com as especificações do fabricante e interligados entre si com recurso a cabos elétricos (cabos DC) e conectores de forma a completar as *strings*, a instalação dos inversores foi feita no interior de uma sala elétrica, onde foi aplicada uma estrutura metálica para suportar os mesmos e para que estes não ficasse fixos à parede. Já a última atividade desta lista, instalação de infraestruturas elétricas e passagem e ligação de cabos, compreendeu a instalação de quadros elétricos, esteiras de cabos, proteções elétricas, etc. Nesta atividade, foi estabelecida a ligação de todos os cabos DC, que interligam os módulos com os inversores, assim como a ligação dos cabos AC entre os inversores e o quadro AC e seguidamente ao respetivo ponto de ligação com o quadro da instalação.

Após a sua instalação e durante a colocação em serviço, todos os equipamentos constituintes da central fotovoltaica e respetiva instalação elétrica foram sujeitos a ensaios e verificações, nomeadamente:

Módulos Fotovoltaicos

## Uso de Energias Renováveis na Indústria de Celulose - Sistemas Fotovoltaicos

- Verificação da montagem dos módulos fotovoltaicos
- Inspeção visual das conexões entre módulos
- Inspeção visual das esteiras de cabos

### Estrutura Metálica

- Verificação e controlo da montagem
- Inspeção dos acessórios mecânicos

### Inversores

- Inspeção visual
- Verificação da montagem dos inversores
- Verificação elétrica das entradas das *strings* (entrada DC)
- Verificação elétrica das saídas AC
- Inspeção visual e verificação da montagem das esteiras de cabos

### Quadros elétricos

- Inspeção visual
- Verificação da montagem dos quadros elétricos
- Inspeção Térmica
- Verificação elétrica dos quadros
- Verificação elétrica das saídas dos quadros

### Rede de terras

- Verificar que todas as estruturas metálicas estão conectadas à terra
- Verificar a continuidade elétrica da malha de terra
- Medir a resistência de terra da instalação

### Monitorização

- Verificação do correto funcionamento do sistema e parametrização das grandezas a recolher e monitorizar

### Outros

- Verificação de etiquetas e placas de identificação, possíveis danos, avarias e defeitos
- Ensaio em vazio e em carga
- Resistência de terra
- Resistência de isolamento do gerador fotovoltaico

## 4.4 Central Fotovoltaica Centro Norte - descrição de equipamentos

De seguida fazem-se referência aos vários constituintes necessários para a construção deste sistema, sendo que cada um deles é explicado de forma sucinta e individual.

### 4.4.1 Módulos, inversores e pontos de entrega

Os módulos fotovoltaicos que constituem a UPAC serão instalados na cobertura da empresa, com recurso a uma estrutura coplanar orientada a nascente-poente como ilustra a figura 4.10, verifica-se a disposição dos painéis na cobertura da empresa.



Figura 4.10: Vista superior na fábrica da zona Centro Norte.

No ponto de entrega QGPV, estão ligados 3272 módulos fotovoltaicos a 34 inversores, 28 de 50kW, 4 de 40kW e 2 de 30kW, que por sua vez interliga a um quadro fabril de 400V. Os módulos fotovoltaicos da marca JA Solar modelo Hanwha Q.CELLS modelo Q.PEAK DUO XL - G11.7 580 estão instalados na cobertura numa configuração coplanar, a partir de perfis colados nas telhas da cobertura, ligados em série (*string's*). Os inversores dos modelos SUN2000 50 KTL-M1, SUN2000 40KTL-M3 e SUN2000 30KTL-M3 da marca HUAWEI recebem 10 *string's* ou 4 *string's* dependendo do modo de ligação, esta decisão ficou ao encargo do empreiteiro, não sendo da responsabilidade da equipa de projeto da empresa. A energia é injetada na rede de BT (400V).

### 4.4.2 Estrutura de fixação dos módulos

No dimensionamento das estruturas, aspetos como a facilidade de montagem, durabilidade e tipo de cobertura, são pontos essenciais de forma a garantir que na fase de instalação e da duração do projeto, a solução projetada é a que apresenta a melhor performance durante o tempo de vida da instalação e que garanta o menor risco possível e estanquicidade da cobertura. A solução projetada é baseada numa estrutura em alumínio anodizado, e os módulos fotovoltaicos serão colocados sobre as estruturas e

fixados com acessórios especialmente desenhados para o efeito. As estruturas de fixação para os módulos fotovoltaicos serão as adequadas e adaptadas de acordo com as características da cobertura, garantindo sempre estar dentro das normas aplicáveis a este tipo de equipamentos. Tendo em consideração as características da cobertura, a estrutura de fixação a utilizar nas águas das coberturas será o sistema EASY PLAN 3M, da *Energy Systems* que permite a instalação dos painéis em coberturas com várias inclinações, tornando-se um sistema bastante flexível e de simples instalação. A sua fixação sem qualquer perfuração é uma garantia de impermeabilização.

#### 4.4.3 Cabos, esteiras de cabos e estruturas de fixação

A cablagem utilizada no projeto foi dimensionada de acordo com a legislação e com as regras técnicas em vigor. Foram escolhidos diferentes tipos de cablagem mediante a sua utilização e localização, estes cabos foram escolhidos tendo por base os cálculos apresentados anteriormente.

- ligações DC (ligações entre módulos e inversores), cabo de  $6\text{mm}^2$ , tipo H1Z2Z2K;
- ligações AC (ligações entre os inversores 50kWn e o quadro QGPV), cabo  $70\text{mm}^2$ , tipo RV-K;
- ligações AC (ligações entre os inversores 40kWn e o quadro QGPV), cabo  $25\text{mm}^2$ , tipo RV-K;
- ligações AC (ligações entre os inversores 30kWn e o quadro QGPV), cabo  $16\text{mm}^2$ , tipo RV-K;
- ligações AC (ligações entre o quadro QGPV e o ponto de injeção), cabo  $9 \times 240\text{mm}^2$ , tipo LXV;
- equipotencializações (ligações à terra), cabo para a interligação dos módulos fotovoltaicos de  $16\text{mm}^2$ , tipo H07V-K.

Os esteiras de cabos foram dimensionadas de acordo com a cablagem a passar em cada uma das esteiras. No interior do edifício serão efetuadas selagens corta fogo nas transições de paredes ou lajes a realizar. As esteiras de cabos utilizados foram: 200x100mm; 400x60mm.

#### 4.4.4 SCADA e sistema de contagem

A monitorização da central fotovoltaica permite acompanhar em tempo real o seu desempenho através da informação que é fornecida pelos inversores e um contador de consumo. Desta forma conseguem-se obter resultados precisos da rentabilidade e desempenhos técnicos de todo o sistema, mantendo-o rentável durante o período de vida do mesmo. Através da monitorização é possível acompanhar o desempenho de uma central fotovoltaica, nomeadamente:

- Medir a produção de energia da central fotovoltaica;
- Identificar e alertar para alguma falha na rede Elétrica e na geração de energia;
- Verificar a geração de energia fotovoltaica em tempo real no telemóvel, tablet ou computador;
- Comparar consumo da instalação com a geração de energia fotovoltaica.

O sistema de monitorização a instalar na UPAC é um HUAWEI SMART LOGGER 3000 A com 200X140X53mm de dimensão e compatível com os inversores anteriormente apresentados. No que toca ao consumo da Instalação, o sistema de monitorização receberá a leitura através de um contador de marca Janiza, modelo UMG 104, figura 4.11.



Figura 4.11: Contador Janiza.

Já para fazer a contagem de produção, foi instalado um dispositivo que permite a contagem da energia elétrica total produzida pelo sistema fotovoltaico. O contador de produção projetado irá efetuar a leitura de forma indireta e é da marca Itron modelo SL7000. A solução escolhida cumpre com os requisitos do Decreto-Lei 153/2014, artigo. 22º, estando homologado pela DGEG.

#### 4.4.5 Ponto de injeção

Os quadros elétricos instalados serão do tipo armário, de montagem saliente, construído em material isolante auto extingüível, com porta, classe II de isolamento ou equivalente e índice de proteção mínimo e não terá peças sob tensão à vista, possuirá painel frontal e porta. O QGPV é constituído por um conjunto de descarregadores de sobretensões do tipo 2 (classe de requisitos C) para proteção dos inversores contra transitórios vindos pela rede ou pelos condutores de proteção. Este quadro elétrico também será constituído por disjuntores diferenciais para proteção contra sobreintensidades e 300 mA reguláveis de proteção diferencial para proteção contra contactos indiretos. É também dotado de um disjuntor de corte geral de 3000A. A disposição da aparelhagem nos quadros, bem como as suas ligações, deverão ser estabelecidas de modo a permitirem o seu fácil e rápido acesso sem necessidade de desligar os restantes circuitos para reparação de qualquer anomalia que se verifique em algum deles.

Os quadros AC serão equipados com:

- Caixa estanque;

- Perfil para suporte de cabos;
- Todos os acessórios designados para o modelo;
- Chassi de distribuição modular;
- Platina para montagem de aparelhagem não modular;
- Barramentos;
- Bornes de ligação;
- Placa passa-cabos;
- Painéis frontais;
- Resguardo para topos;
- Porta opaca;
- Sistema de fecho.

Nas figuras 4.12, 4.13 e 4.14 pode-se ver a disposição dos inversores e quadro do sistema fotovoltaico na sala técnica. Na figura 4.15 pode-se ver o quadro de baixa tensão onde é feita a interligação entre o quadro do sistema fotovoltaico e a rede industrial.



Figura 4.12: Vista geral dos inversores na sala técnica - parte 1.



Figura 4.13: Vista geral dos inversores na sala técnica - parte 2.



Figura 4.14: Quadro geral.



Figura 4.15: Cella do MCC onde liga o QGPV.

#### 4.4.6 Colocação em serviço

Após conclusão dos trabalhos foram efetuadas as atividades destinadas a colocar em serviço a UPAC, segundo os procedimentos descritos no Decreto-Lei nº162/2019, os recomendados pelos fabricantes dos equipamentos fornecidos e os demais necessários para o bom funcionamento da UPAC. Nesta fase procedeu-se ao comissionamento do sistema, em conformidade com a norma IEC 62446-1, envolvendo os seguintes aspetos:

- verificação da correta instalação de todos os componentes da UPAC;
- medição da resistência de terras do sistema;
- medição da resistência de isolamento,  $R_i$ , dos condutores de corrente contínua. A resistência de isolamento mede-se no mínimo a uma tensão contínua de 500V,

unindo-se o polo positivo da fonte de energia à terra, quando a medida se efetua relativamente a esta. O valor mínimo da resistência  $R_i$ , foi comprovado de acordo com as características e manual de instalação do fabricante dos inversores;

- teste das correntes e tensões por string para deteção de anomalias;
- teste de correntes e tensões dos quadros e inversores;
- teste da curva I-V real versus teórica em STC;
- termografia aos principais componentes e ligações.

Os testes de comissionamento foram feitos num período de céu limpo com radiação incidente sobre o sistema superior a  $400W/m^2$ .

## 4.5 Central fotovoltaica Fábrica Centro Sul - Telhado - descrição de equipamentos

De seguida fazem-se referência aos vários constituintes necessários para a construção deste sistema, sendo que cada um deles é explicado de forma sucinta e individual.

### 4.5.1 Módulos, inversores e pontos de entrega

Os módulos fotovoltaicos que constituem a UPAC serão instalados na cobertura da empresa, com recurso a uma estrutura coplanar orientada a nascente-poente como ilustra a figura 4.16, verifica-se a disposição dos painéis na cobertura da empresa.



Figura 4.16: Vista superior na fábrica da zona Centro Sul.

No ponto de entrega QGPV, estão ligados 7130 módulos fotovoltaicos a 8 inversores de 330kW, que por sua vez interliga a num quadro existente no contentor onde também está o transformador. Os módulos fotovoltaicos da marca JA Solar modelo Hanwha Q.CELLS modelo Q.PEAK DUO XL - G11.7 580 estão instalados na cobertura numa configuração coplanar, a partir de perfis colados nas telhas da cobertura, ligados em

série (*string's*). Os inversores do modelo SUN2000 330 KTL-M1 6 string's. Os inversores estão ligados a um QGPV, que por sua vez injeta a energia num transformador elevador de 800V/15kV, daí a energia é injetada numa cela de 15kV montada na sala elétrica de média tensão da PM2 na empresa.

#### **4.5.2 Estrutura de fixação dos módulos**

A solução adotada foi a mesma que se encontra discria no ponto 4.4.2 deste relatório, uma vez que o empreiteiro a desenvolver os projetos foi o mesmo.

#### **4.5.3 Cabos, esteiras de cabos e estruturas de fixação**

A cablagem utilizada no projeto foi dimensionada de acordo com a legislação e com as regras técnicas em vigor. Foram escolhidos diferentes tipos de cablagem mediante a sua utilização e localização.

- ligações DC (ligações entre módulos e inversores), cabo de  $6mm^2$ , tipo H1Z2Z2K;
- ligações AC (ligações entre os inversores 330kWn e a Power Station), cabo  $120mm^2$ , tipo RV-K;
- equipotencializações (ligações à terra), cabo para a interligação dos módulos fotovoltaicos de  $16mm^2$ , tipo H07V-K.

As esteiras de cabos foram dimensionados de acordo com a cablagem a passar em cada uma das esteiras. No interior do edifício serão efetuadas selagens corta fogo nas transições de paredes ou lajes a realizar. As esteiras de cabos utilizados foram: 200x100mm; 400x60mm.

#### **4.5.4 SCADA e sistema de contagem**

O sistema SCADA instalado nesta central é igual ao sistema instalado na central da unidade industrial localizada no centro norte.

#### **4.5.5 Ponto de injeção**

O quadro elétrico instalado está incluído num armário tipo contentor de marca HUAWEI STS-3000K, onde está também montado o transformador para média tensão. O QGPV é constituído por um conjunto de descarregadores de sobretensões do tipo 2 (classe de requisitos C) para proteção dos inversores contra transitórios vindos pela rede ou pelos condutores de proteção. Este quadro elétrico também será constituído por disjuntores diferenciais, para proteção contra sobreintensidades e 300 mA reguláveis de proteção diferencial para proteção contra contactos indiretos. É também dotado de um disjuntor de corte geral de 3000A. A disposição da aparelhagem nos quadros,

bem como as suas ligações, deverão ser estabelecidas de modo a permitirem o seu fácil e rápido acesso sem necessidade de desligar os restantes circuitos para reparação de qualquer anomalia que se verifique em algum deles.

O quadro AC será equipado com:

- Caixa estanque;
- Perfil para suporte de cabos;
- Todos os acessórios designados para o modelo;
- Chassi de distribuição modular;
- Platina para montagem de aparelhagem não modular;
- Barramentos;
- Bornes de ligação;
- Placa passa-cabos;
- Painéis frontais;
- Resguardo para topos;
- Porta opaca;
- Sistema de fecho.

Na figura 4.17 pode-se ver a disposição dos inversores na parede exterior do edifício. Na figura 4.18 é possível ver a imagem do contentor que alberga o quadro de chegada dos inversores e o transformador que eleva a tensão para os 15 kV para serem injetados na cela instalada na sala elétrica da PM2.



Figura 4.17: Inversores da central do telhado em processo de ligação.



Figura 4.18: Contentor onde está o QGPV e o Transformador

## 4.6 Central fotovoltaica Fábrica Centro Sul - Solo - descrição de equipamentos

Vejam os constituintes necessários para a construção deste sistema, sendo que cada um deles é explicado de forma sucinta e individual.

### 4.6.1 Módulos, inversores e pontos de entrega

Os módulos fotovoltaicos que constituem a UPAC serão instalados no solo em três áreas distintas na empresa, com recurso a uma estrutura fixa com inclinação de 15°.

No ponto de entrega QGPV1, estão ligados 8020 módulos fotovoltaicos a 14 inversores de 300kW, que por sua vez interliga num quadro instalado no contentor com a designação PT1. Os módulos fotovoltaicos da marca SunTech modelo STP660S - D66/Pmh+660 estão instalados no solo com uma inclinação de 15°, a partir de estrutura tubular, ligados em série (*string's*), que por sua vez estão ligadas em paralelo. Os inversores do modelo SUN2000 330 KTL-H1 19 *string's*. Os inversores estão ligados a um QGPV, que por sua vez injeta a energia num transformador elevador de 800V/15kV, daí a energia é injetada no PT2.

No ponto de entrega QGPV2, estão ligados 9714 módulos fotovoltaicos a 17 inversores de 300kW, que por sua vez interliga num quadro instalado no contentor com a designação PT2. Os módulos fotovoltaicos da marca SunTech modelo STP660S - D66/Pmh+660 estão instalados no solo com uma inclinação de 15°, a partir de estrutura tubular, ligados em série (*string's*), que por sua vez estão ligadas em paralelo. Os inversores do modelo SUN2000 330 KTL-H1 19 *string's*. Os inversores estão ligados a um QGPV, que por sua vez injeta a energia num transformador elevador de 800V/15kV, daí a energia é injetada numa cela de média tensão na sala elétrica da cogeração.

No ponto de entrega QGPV3, estão ligados 8592 módulos fotovoltaicos a 15 inversores de 300kW, que por sua vez interliga num quadro instalado no contentor com a designação PT3. Os módulos fotovoltaicos da marca SunTech modelo STP660S - D66/Pmh+660 estão instalados no solo com uma inclinação de 15°, a partir de estrutura tubular, ligados em série (*string's*), que por sua vez estão ligadas em paralelo. Os inversores do modelo SUN2000 330 KTL-H1 19 *string's*. Os inversores estão ligados a um QGPV, que por sua vez injeta a energia num transformador elevador de 800V/15kV, daí a energia é injetada numa cela de média tensão na sala elétrica da PM2.

### 4.6.2 Estrutura e fixação dos módulos

Os módulos fotovoltaicos serão instalados numa estrutura capaz de suportar o seu próprio peso e os esforços do vento e neve definidos na legislação em vigor. Os módulos

serão fixos em estrutura do tipo fixa no solo nos terrenos incluídos no complexo industrial da empresa.

### 4.6.3 Cabos, Esteiras de cabos e estruturas de fixação

A associação dos módulos em série realiza-se aproveitando as próprias caixas, condutores e ligadores dos módulos fotovoltaicos. Os condutores positivo e negativo prolongam-se até às caixas de ligação dos inversores, onde se realizam os paralelos de cada sub-campo. A cablagem faz-se desde os módulos até aos inversores (dois condutores ativos), sob a própria estrutura, preso com grampos à mesma ou em calha porta-cabos, e através de tubagem corrugada enterrada em vala.

- ligações DC (ligações entre módulos e inversores), cabo de  $6mm^2$ , tipo H1Z2Z2;
- ligações AC (ligações entre os inversores e a Power Station), cabo  $400mm^2$ , tipo LXAV;
- ligações AC (ligações entre PT1 e o PT2), cabo  $120mm^2$ , tipo LXHIOZ1;
- ligações AC (ligações entre PT2 e cela média Cogeração), cabo  $400mm^2$ , tipo LXHIOZ1;
- ligações AC (ligações entre PT3 e cela PM2), cabo  $120mm^2$ , tipo LXHIOZ1;
- equipotencializações (ligações à terra), cabo para a interligação dos módulos fotovoltaicos de  $16mm^2$ , tipo H07V-K.

As esteiras de cabos foram dimensionados de acordo com a cablagem a passar em cada uma das esteiras. No interior do edifício serão efetuadas selagens corta fogo nas transições de paredes ou lajes a realizar. As esteiras de cabos utilizados foram:  $200 \times 100mm$ ;  $400 \times 60mm$ , já os cabos de média foram enterrados.

### 4.6.4 SCADA e sistema de contagem

O sistema de aquisição de dados instalado, permita controlar todas as diferentes variáveis da instalação, que fornecerá ao utilizador informação completa sobre o comportamento geral do sistema. Estes dados serão enviados e armazenados na cloud onde podem ser visualizados e transferidos. Instalar-se-á um sistema de comunicação para consulta remota de dados.

### 4.6.5 Pontos de injeção

Esta central tem dois pontos de injeção distintos. Um no quadro de média tensão da área da Cogeração e um outro no quadro de média tensão da área da PM2. A UPAC será interligada com estes pontos, através de 3 postos de transformação de produção e uma rede de média tensão de 15 kV. A rede interna de média tensão de 15 kV culmina

na subestação onde liga à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), num único ponto, a 60 kV. Na figura 4.19 podem-se ver as celas de 15 kV onde ligam as *PV Station* da Central do Telhado e o PT3 da Central do solo na sala na PM2.



Figura 4.19: Celas do MCC onde ligam as *PV Station* da Central do Telhado e o PT3 da Central do solo - Sala na PM2.

Na figura 4.20 pode-se ver a cela de interligação de 15 kV da sala da cogeração, na figura 4.21 podem-se ver as celas 15 kV onde liga a *PV Station* da Central do solo - Sala da Cogeração.



Figura 4.20: Cella de interligação 15 kV na sala da cogeração.



Figura 4.21: Celas 15 kV onde liga a PV Station da Central do solo - Sala da Cogeração.

Na figura 4.22, vemos a produção do dia 21 de agosto de 2024, da central instalada no solo, na unidade do centro sul, onde é possível que ver que no pico do dia atingiu cerca de 13,5 MW de potência.



Figura 4.22: Produção da central do solo no dia 21/08/2024.

## 5 CONCLUSÃO

No início deste relatório foi feita uma abordagem às energias renováveis, em especial à energia fotovoltaica. O desenvolvimento sustentável entrou na ordem do dia, mas entre os interesses da Economia, Sociedade e Ecologia, é necessário garantir equilíbrios, nem sempre fáceis de ultrapassar. Perante as alterações climáticas, que são uma realidade e uma ameaça para o Mundo, a UE, as indústrias em geral, e as de celulose em particular, onde se insere a empresa, traçam objetivos claros para alcançar a neutralidade carbónica. De seguida, foram apresentados os diferentes componentes de um sistema fotovoltaico, o seu funcionamento e a sua evolução ao longo dos anos. Por fim, foram apresentados os diversos projetos feitos pela empresa para produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, fazendo o seu autoconsumo em ambiente produtivo. Com aposta no setor das energias renováveis com origem fotovoltaica pretende-se reduzir a compra de energia elétrica ao comercializador, tornando a empresa mais imune às tarifas impostas pelo mercado e ao mesmo tempo reduzir as emissões de  $CO_2$ . A montagem das UPAC foi decisão da empresa mas com decisão técnica do gabinete de projetos, tendo sido eu parte integrante da equipa responsável na unidade do centro sul. O projeto teve acompanhamento e supervisão de montagem pela empresa, através de equipas multidisciplinares durante as diversas fases.

Na fábrica do centro sul em produção normal e estabilizada, consegue-se produzir 100% da energia elétrica a partir de fontes renováveis, esta situação advém da queima de licor negro, extraído no processo de cozimento do eucalipto e é o combustível principal da caldeira de recuperação, a nova caldeira de biomassa foi a grande ajuda neste processo de produção de energia, evitando a utilização de fuel óleo. No entanto, em situações de algumas anomalias ou em arranques dos processos produtivos (nomeadamente arranque das caldeiras) ainda é utilizado o gás natural e fuel óleo. Junta-se ainda a produção da central fotovoltaica que também assim contribui para este importante desígnio da empresa. Relativamente às emissões, é possível verificar que houve uma diminuição de 338,974 para 212,32 mil toneladas de emissões diretas de  $CO_2$ .

No que diz respeito à eficiência energética têm sido criados programas corporativos (em todas as unidades industriais) de forma a promover um conjunto de ações que já foram colocados prática, tais como: substituição de lâmpadas antigas (vapor de sódio) por novas lâmpadas de tecnologia led, os motores elétricos novos são de elevada eficiência (IE3 e IE4) e quase sempre com instalação de variadores de velocidade. Um dos principais objetivos do meu trabalho era evidenciar a necessidade de se utilizar fontes de energia renovável, como as novas centrais fotovoltaicas. A decisão de as

instalar foi tomada, a sua instalação foi concluída em 2024, podendo assim, fazer com que a sua produção diária de energia seja usada em exclusivo para consumo interno e assim baixar o consumo da rede, ou em caso de necessidade, injetar para a rede nacional. Esta é uma das direções que nos indica de que forma é possível reduzir ainda mais a nossa dependência do mercado de energia elétrica, ficando mais robustos em termos de dependência energética, mais imunes das flutuações de preços no mercado de energia e das tensões geopolíticas que nos assolam.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. G. de Energia e Geologia. Produção anual e potência instalada. [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/electricidade/producao-anual-e-potencia-instalada/>
- [2] A. de Energias Renováveis. Balanço da produção de electricidade de Portugal continental em 2024. [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>
- [3] ——. Introdução. [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>
- [4] K. . Associados, “Relatório de sustentabilidade 2021,” THE NAVIGATOR COMPANY, Lisboa, Tech. Rep., março 2022.
- [5] J. P. M. F. AUGUSTO DOS SANTOS SILVA. Acordo de Paris 2015-2020. [Online]. Available: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc22/comunicacao/documento?i=acordo-de-paris-2015-2020>
- [6] A. P. do Ambiente. Roteiro para a neutralidade carbónica 2050. [Online]. Available: <https://apambiente.pt/clima/roteiro-para-neutralidade-carbonica-2050>
- [7] C. da União Europeia. Ação climática mundial. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/global-climate-action/>
- [8] A. P. do Ambiente. Roteiro para a neutralidade carbónica 2050. [Online]. Available: <https://apambiente.pt/clima/roteiro-para-neutralidade-carbonica-2050>
- [9] ——. Plano nacional de energia e clima (pniec). [Online]. Available: <https://apambiente.pt/clima/plano-nacional-de-energia-e-clima-pniec>
- [10] C. Europeu. Objetivo 55. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition>
- [11] C. da União Europeia. Objetivo 55. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/fit-for-55/>
- [12] Cepi, “Renewable, recycled, responsible, european paper,” Cepi, Bruxelas, Tech. Rep., novembro 2021.
- [13] F. J. G. Pereira, “As fontes renováveis na indústria como contributo de sucesso das políticas climáticas na the navigator company,” IPS-ESTS, Tech. Rep., Novembro 2022.

- [14] R. P. A. N. C. 2050, “Estratégia de longo prazo para a neutralidade carbónica da economia portuguesa em 2050,” ROTEIRO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA 2050, Lisboa, Tech. Rep., setembro 2019.
- [15] S. Deloitte Consultores, “Impacto da eletricidade da origem renovável,” APREN, Lisboa, Tech. Rep., novembro 2023.
- [16] —, “Impacto da eletricidade da origem renovável,” APREN, Lisboa, Tech. Rep., setembro 2019.
- [17] A. de Energias Renováveis. Produção. [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>
- [18] S. Deloitte Consultores, “Energia fotovoltaica, manual sobre tecnologias, projeto e instalação,” Portal Energia, Portal Energia, Tech. Rep., janeiro 2004.
- [19] S. e. e. a. SolarTerra, “Energia solar fotovoltaica, guia prático,” IST, IST, Tech. Rep., Julho 2017.
- [20] L. Petillion, “Tecnologia das células,” Solar Terra, Solar Terra, Tech. Rep., Junho 2011.
- [21] s. Benoit Robins, “Modelo equivalente,” IST, IST, Tech. Rep., Julho 2017.
- [22] F. M. Ciprian Nemes, “An analysis of a photovoltaic panel model: Comparison between measurements and analytical models. international conference and exposition on electrical and power engineering,” EPE, Roménia, Tech. Rep., Julho 2012.
- [23] J. Carneiro, “Simicondutores- modelo matemático da célula fotovoltaica.” Departamento de Física, Universidade do Minho, Guimarães, Tech. Rep., 2010.
- [24] R. Castro, “Energias renováveis e produção descentralizada: Introdução à energia fotovoltaica.” Universidade Técnica de Lisboa: DEEC/ Secção de Energia., Lisboa, Tech. Rep., 2012.
- [25] G. Rizzoni, “Fundamentals of electrical engineering.” McGraw-Hill Companies, Inc., Nova Iorque, Tech. Rep., 2009.
- [26] C. Remes, “Caracterização por simulação numérica de painéis fotovoltaicos e método de rastreamento do máximo ponto de potência baseado em redes neurais artificiais,” Universidade do Estado de Santa Catarina, Brasil, Tech. Rep., Maio 2016.
- [27] M. J. Pinho, “Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.” Cepel - CRE-SESB, Rio de Janeiro, Tech. Rep., 2014.
- [28] EAI. Solar cell technology. [Online]. Available: [http://www.eai.in/ref/ae/sol/technology\\_options.html](http://www.eai.in/ref/ae/sol/technology_options.html)

- [29] N. Dechan Angmo, "Indium tin oxide-free polymer solarcells: Toward commercial reality," DTU Energy Conversion and Storage Department, Dinamarca, Tech. Rep., Janeiro 2014.
- [30] R. Solar. Como funciona o painel fotovoltaico. [Online]. Available: [http://riquezasolar.blogspot.pt/2015\\_11\\_12\\_archive.html](http://riquezasolar.blogspot.pt/2015_11_12_archive.html)
- [31] S. Voltaics. Solar cell busbar: 3bb, 5bb or 0bb? [Online]. Available: <http://sinovoltaics.com/technology/solar-cell-busbar-3bb-5bb-or-0bb/>
- [32] P. Solar. Tipos de paineis fotovoltaicos. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/painel-solar>
- [33] E. Solar. Estrutura de um painel fotovoltaico. [Online]. Available: [https://pt.solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/painel-fotovoltaico/partes?utm\\_content=cmp-true](https://pt.solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/painel-fotovoltaico/partes?utm_content=cmp-true)
- [34] F. David Meneses, "Review and comparison of step-up transformerless topologies for photovoltaic ac-module application." IEEE, Tech. Rep., Junho 2013.
- [35] W. P. R. Ned Mohan, Tore M. Undeland, "Power electronics: Converters, applications, and design (3rd ed.)," John Wiley & Sons, Tech. Rep., 2003.
- [36] M. F. Alves, "Abc das máquinas elétricas," ISEP, Tech. Rep., Março 2003.
- [37] T. Brasil. Origem histórica do transformador. [Online]. Available: <https://tamurabrasil.com/conteudo/2022/08/16/origem-historica-do-transformador/>
- [38] D. G. de Energia e Geologia. Enquadramento legal. [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-descentralizada-autoconsumo-e-upp-mp-mn/autoconsumo-e-cer/3-enquadramento-legal/>

## **ANEXOS**

**Anexo I - Cálculos de cabos AC para interligação dos inversores com as *Power station* e das Power Station com as celas de Média Tensão**

Instalação	Nº de Equip.	Potência Equip. (kVA)	Potência Total (kVA)	I <sub>b</sub> (A)	I <sub>n</sub> (A)	Mét. Ref.	Modo de Instalação	k1	k2	k3	I <sub>r</sub> (A)	I <sub>r'</sub> (A)	I <sub>2</sub> (A)	1.45xI <sub>r</sub> (A)	Nº Cabos	Cabo	L (m)	ΔU (%)	Secção Fases	Condições de Sobrecarga		Δu Desde o Início da Instalação
																				I <sub>2</sub> ≤ 1.45xI <sub>r</sub>	I <sub>b</sub> ≤ I <sub>n</sub> ≤ I <sub>r</sub>	
PT1 - INV 1.1	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	165	0,74	400	OK	VERDADEIRO	0,74
PT1 - INV 1.2	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	132	0,60	400	OK	VERDADEIRO	0,60
PT1 - INV 1.3	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	108	0,49	400	OK	VERDADEIRO	0,49
PT1 - INV 1.4	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	83	0,37	400	OK	VERDADEIRO	0,37
PT1 - INV 1.5	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	62	0,28	400	OK	VERDADEIRO	0,28
PT1 - INV 1.6	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	86	0,39	400	OK	VERDADEIRO	0,39
PT1 - INV 1.7	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	101	0,46	400	OK	VERDADEIRO	0,46
PT1 - INV 1.8	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	126	0,57	400	OK	VERDADEIRO	0,57
PT1 - INV 1.9	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	142	0,64	400	OK	VERDADEIRO	0,64
PT1 - INV 1.10	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	158	0,71	400	OK	VERDADEIRO	0,71
PT1 - INV 1.11	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	174	0,78	400	OK	VERDADEIRO	0,78
PT1 - INV 1.12	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	197	0,89	400	OK	VERDADEIRO	0,89
PT1 - INV 1.13	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	239	1,08	400	OK	VERDADEIRO	1,08
PT1 - INV 1.14	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	250	1,13	400	OK	VERDADEIRO	1,13
PT1 - INV 2.1	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	151	0,68	400	OK	VERDADEIRO	0,68
PT1 - INV 2.2	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	136	0,61	400	OK	VERDADEIRO	0,61
PT1 - INV 2.3	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	90	0,41	400	OK	VERDADEIRO	0,41
PT1 - INV 2.4	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	107	0,48	400	OK	VERDADEIRO	0,48
PT1 - INV 2.5	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	130	0,59	400	OK	VERDADEIRO	0,59
PT1 - INV 2.6	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	153	0,69	400	OK	VERDADEIRO	0,69
PT1 - INV 2.7	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	183	0,83	400	OK	VERDADEIRO	0,83
PT1 - INV 2.8	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	206	0,93	400	OK	VERDADEIRO	0,93
PT1 - INV 2.9	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	229	1,03	400	OK	VERDADEIRO	1,03
PT1 - INV 2.10	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	244	1,10	400	OK	VERDADEIRO	1,10
PT1 - INV 2.11	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	274	1,24	400	OK	VERDADEIRO	1,24
PT1 - INV 2.12	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	297	1,34	400	OK	VERDADEIRO	1,34
PT1 - INV 2.13	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	320	1,44	400	OK	VERDADEIRO	1,44

Instalação	Nº de Equip.	Potência Equip. (kVA)	Potência Total (kVA)	I <sub>b</sub> (A)	I <sub>n</sub> (A)	Mét. Ref.	Modo de Instalação	k1	k2	k3	I <sub>z</sub> (A)	I <sub>z'</sub> (A)	I <sub>z</sub> (A)	1,45xI <sub>z</sub> (A)	Nº Cabos	Cabo	L (m)	ΔU (%)	Seção Fases	Condições de Sobrecarga		Δu Desde o Início da Instalação
																				I <sub>2</sub> ≤ 1,45xI <sub>z</sub>	I <sub>b</sub> ≤ I <sub>n</sub> ≤ I <sub>z'</sub>	
PT1 - INV 2.14	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	343	1,55	400	OK	VERDADEIRO	1,55
PT1 - INV 2.15	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	366	1,65	400	OK	VERDADEIRO	1,65
PT1 - INV 2.16	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	397	1,79	400	OK	VERDADEIRO	1,79
PT1 - INV 2.17	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	459	2,07	400	OK	VERDADEIRO	2,07
PT1 - INV 3.1	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	310	1,40	400	OK	VERDADEIRO	1,40
PT1 - INV 3.2	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	284	1,28	400	OK	VERDADEIRO	1,28
PT1 - INV 3.3	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	261	1,18	400	OK	VERDADEIRO	1,18
PT1 - INV 3.4	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	229	1,03	400	OK	VERDADEIRO	1,03
PT1 - INV 3.5	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	195	0,88	400	OK	VERDADEIRO	0,88
PT1 - INV 3.6	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	155	0,70	400	OK	VERDADEIRO	0,70
PT1 - INV 3.7	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	116	0,52	400	OK	VERDADEIRO	0,52
PT1 - INV 3.8	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	63	0,28	400	OK	VERDADEIRO	0,28
PT1 - INV 3.9	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	29	0,13	400	OK	VERDADEIRO	0,13
PT1 - INV 3.10	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	67	0,30	400	OK	VERDADEIRO	0,30
PT1 - INV 3.11	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	90	0,41	400	OK	VERDADEIRO	0,41
PT1 - INV 3.12	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	125	0,56	400	OK	VERDADEIRO	0,56
PT1 - INV 3.13	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	162	0,73	400	OK	VERDADEIRO	0,73
PT1 - INV 3.14	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	194	0,88	400	OK	VERDADEIRO	0,88
PT1 - INV 3.15	1	330	330,00	238,2	300	D	Cabos mono ou multicondutores enterrados diretamente no solo	1	0,62	1	515	319	435	463	1	Cabo LXAV 3x(1x400)	228	1,03	400	OK	VERDADEIRO	1,03

**LEGENDA:**

- I<sub>b</sub> Corrente de serviço (A)
- I<sub>n</sub> Corrente nominal disjuntor (A)
- k1 Fator de correção em função da temperatura ambiente
- k2 Agrupamento de circuitos enterrados
- k3 Cabos enterrados e colocados dentro de tubos
- I<sub>z</sub> Corrente admissível do cabo (A)
- I<sub>z'</sub> Corrente admissível do cabo corrigida (A)
- I<sub>c</sub> Corrente convencional de funcionamento (A)
- L Comprimento de cabo (m)
- ΔU Queda de tensão

Origem	Destino	Designação do Cabo	Secção (mm <sup>2</sup> )	Material Condutor	L (mH/km)	R (Ω/km)	Tipo	I <sub>z</sub> (A)	U (V)	S (kVA)	P (W)	I <sub>s</sub> (A)	L <sub>cabo</sub> (km)	Modo de Instalação		Agrupamento		Temperatura Solo 20°C		I <sub>r</sub> (A)	I <sub>z&gt;I<sub>s</sub></sub>	T <sub>cc</sub> (s)	I <sub>cc</sub> (kA)	K	θ <sub>f</sub>	θ <sub>d</sub>	S <sub>min</sub> (mm <sup>2</sup> )	cosφ	w (Rad/s)	senφ	ΔU (V)	ΔU (%)
														Tabela	Método Ref.	Tabela	k1	Tabela	k2													
Cogeração	PT1	LXHIOZ1	400	AL	0,305	0,100	LXHIOZ1 8,7/15 kV	570	15000	13200	13200	508,07	0,830	B5.2	Enterrado no solo	B19	1,00	B11	1,00	570,0	OK	0,5	12	7	250	90	95,83	1,00	314,16	0,00	73,04	0,49%
	PT1	PT2	LXHIOZ1	120	AL	0,362	0,324	LXHIOZ1 8,7/15 kV	300	15000	6600	6600	254,03	0,520	B5.2	Enterrado no solo	B19	1,00	B11	1,00	300,0	OK	0,5	12	7	250	90	95,83	1,00	314,16	0,00	74,13
PM2	PT3	LXHIOZ1	120	AL	0,362	0,324	LXHIOZ1 8,7/15 kV	300	15000	6600	6600	254,03	0,500	B5.2	Enterrado no solo	B19	1,00	B11	1,00	300,0	OK	0,5	12	7	250	90	95,83	1,00	314,16	0,00	71,28	0,48%

**LEGENDA:**

<b>L</b>	Indutância
<b>R</b>	Resistência
<b>I<sub>z</sub></b>	Corrente admissível do cabo
<b>U</b>	Tensão da ligação
<b>S</b>	Potência a transportar
<b>I<sub>s</sub></b>	Corrente de serviço
<b>L<sub>cabo</sub></b>	Comprimento de cabo
<b>k1</b>	Fator de correção para agrupamento de cabos de diversos circuitos
<b>k2</b>	Fator de correção em função da temperatura do solo
<b>I<sub>z</sub></b>	Corrente admissível do cabo corrigida
<b>T<sub>cc</sub></b>	Tempo de duração do curto-circuito
<b>I<sub>cc</sub></b>	Corrente de curto-circuito
<b>K</b>	Fator que depende se o condutor é alumínio ou cobre (Al = 7 e Cu = 11)
<b>θ<sub>f</sub></b>	Temperatura da alma condutora no fim do curto-circuito
<b>θ<sub>d</sub></b>	Temperatura da alma condutora no início do curto-circuito
<b>S<sub>min</sub></b>	Secção mínima do cabo a considerar
<b>φ</b>	Ângulo entre a corrente e a tensão
<b>w</b>	Velocidade angular
<b>ΔU</b>	Queda de tensão

**Anexo II - Datasheet módulos fotovoltaicos instalados nas Centrais da Unidade Industrial Centro Sul - Telhado e da Unidade Industrial Centro Norte**

# Q.PEAK DUO XL-G11.7

## 570-590

EXCELLENT RELIABILITY  
AND OUTSTANDING YIELDS



### BREAKING THE 21% EFFICIENCY BARRIER

PERC Technology with zero gap cell layout boosts module efficiency up to 21.7%.



### LOW ELECTRICITY GENERATION COSTS

Higher yield per surface area, lower BOS costs and up to 175 watts more module power than standard 144 half-cell modules.



### ENDURING HIGH PERFORMANCE

Long-term yield security thanks to regular PID and Hot-Spot tests according to IEC requirements.



### EXTREME WEATHER RATING

High-tech aluminium alloy frame, certified for high snow (5400 Pa) and wind loads (2400 Pa).



### A RELIABLE INVESTMENT

Inclusive 12-year product warranty and 25-year linear performance warranty<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> See data sheet on rear for further information.

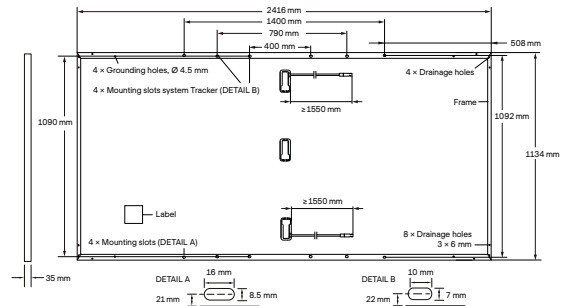
### THE IDEAL SOLUTION FOR:



Ground-mounted  
solar power plants

## MECHANICAL SPECIFICATION

Format	2416 mm × 1134 mm × 35 mm (including frame)
Weight	30.7 kg
Front Cover	3.2 mm thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology
Back Cover	Composite film
Frame	Anodised aluminium
Cell	6 × 26 monocrystalline PERC solar half cells
Junction box	53-101 mm × 32-60 mm × 15-18 mm Protection class IP67, with bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> Solar cable; (+) ≥1550 mm, (-) ≥1550 mm
Connector	Stäubli MC4-Evo2, Hanwha Q CELLS HQC4; IP68



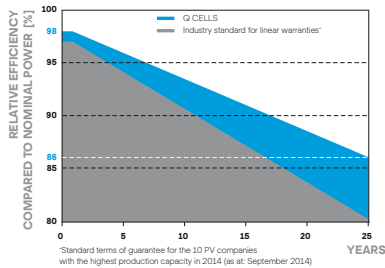
Drawing not to scale

## ELECTRICAL CHARACTERISTICS

POWER CLASS		570	575	580	585	590	
MINIMUM PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS, STC <sup>1</sup> (POWER TOLERANCE +5 W / -0 W)							
Minimum	Power at MPP <sup>1</sup>	$P_{MPP}$ [W]	570	575	580	585	590
	Short Circuit Current <sup>1</sup>	$I_{SC}$ [A]	13.49	13.51	13.54	13.57	13.59
	Open Circuit Voltage <sup>1</sup>	$V_{OC}$ [V]	53.59	53.62	53.64	53.67	53.70
	Current at MPP	$I_{MPP}$ [A]	12.82	12.87	12.92	12.97	13.01
	Voltage at MPP	$V_{MPP}$ [V]	44.46	44.68	44.90	45.12	45.33
	Efficiency <sup>1</sup>	$\eta$ [%]	≥20.8	≥21.0	≥21.2	≥21.4	≥21.5
MINIMUM PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CONDITIONS, NMOT <sup>2</sup>							
Minimum	Power at MPP	$P_{MPP}$ [W]	427.6	431.4	435.1	438.9	442.6
	Short Circuit Current	$I_{SC}$ [A]	10.87	10.89	10.91	10.93	10.95
	Open Circuit Voltage	$V_{OC}$ [V]	50.54	50.56	50.59	50.62	50.64
	Current at MPP	$I_{MPP}$ [A]	10.09	10.13	10.17	10.22	10.26
	Voltage at MPP	$V_{MPP}$ [V]	42.39	42.58	42.77	42.96	43.14

<sup>1</sup>Measurement tolerances  $P_{MPP} \pm 3\%$ ;  $I_{SC}$ ;  $V_{OC} \pm 5\%$  at STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 ± 2°C, AM 1.5 according to IEC 60904-3 • 2800 W/m<sup>2</sup>, NMOT, spectrum AM 1.5

### Q CELLS PERFORMANCE WARRANTY

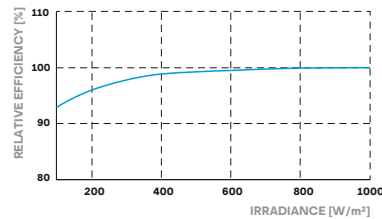


<sup>1</sup>Standard terms of guarantee for the 10 PV companies with the highest production capacity in 2014 (as at September 2014)

At least 98% of nominal power during first year. Thereafter max. 0.5% degradation per year. At least 93.5% of nominal power up to 10 years. At least 86% of nominal power up to 25 years.

All data within measurement tolerances. Full warranties in accordance with the warranty terms of the Q CELLS sales organisation of your respective country.

### PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



Typical module performance under low irradiance conditions in comparison to STC conditions (25°C, 1000 W/m<sup>2</sup>).

### TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature Coefficient of $I_{SC}$	$\alpha$ [%/K]	+0.04	Temperature Coefficient of $V_{OC}$	$\beta$ [%/K]	-0.27
Temperature Coefficient of $P_{MPP}$	$\gamma$ [%/K]	-0.34	Nominal Module Operating Temperature	NMOT [°C]	43 ± 3

## PROPERTIES FOR SYSTEM DESIGN

Maximum System Voltage	$V_{SYS}$ [V]	1500	PV module classification	Class II
Maximum Reverse Current	$I_R$ [A]	20	Fire Rating based on ANSI / UL 61730	C / TYPE 1
Max. Design Load, Push / Pull	[Pa]	3600 / 1600	Permitted Module Temperature on Continuous Duty	-40°C - +85°C
Max. Test Load, Push / Pull	[Pa]	5400 / 2400		

## QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

IEC 61215:2016;  
IEC 61730:2016.  
This data sheet complies  
with DIN EN 50380.



www.tuv.com  
ID 1111220277

**Note:** Installation instructions must be followed. See the installation and operating manual or contact our technical service department for further information on approved installation and use of this product.

### Hanwha Q CELLS GmbH

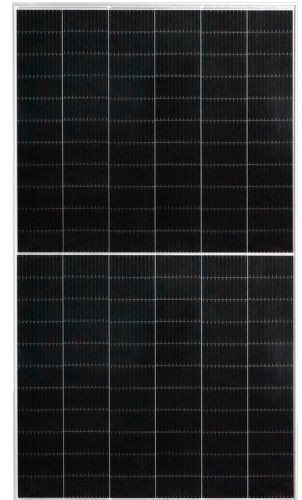
Sonnenallee 17-21, 06766 Bitterfeld-Wolfen, Germany | TEL +49 (0)3494 66 99-23444 | FAX +49 (0)3494 66 99-23000 | EMAIL sales@q-cells.com | WEB www.q-cells.com

**Anexo III - Datasheet módulos fotovoltaicos instalados na  
Central da Unidade Industrial Centro Sul - Solo**

# Ultra X Plus

## HALF-CELL BIFACIAL MODULE

TYPE: STPXXXS - D66/Pmh+



POWER OUTPUT  
**650-670W**

MAX EFFICIENCY  
**21.6%**

### Features



#### High module conversion efficiency

Module efficiency up to **21.6%** achieved through advanced cell technology and manufacturing process



#### Lower operating temperature

Lower operating temperature and temperature coefficient increases the power output



#### Suntech current sorting process

Up to **2%** power loss caused by current mismatch could be diminished by current sorting technique to maximize system power output



#### Extended wind and snow load tests

Module certified to withstand extreme wind (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) \*



#### Excellent weak light performance

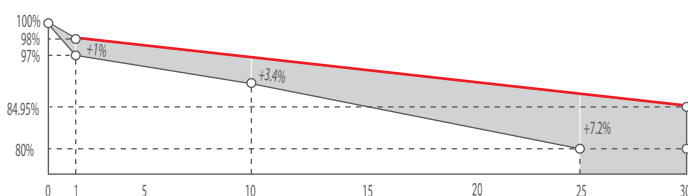
More power output in weak light condition, such as cloudy, morning and sunset



#### Withstanding harsh environment

Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

### Industry-leading Warranty \*\*



- ◆ First year power degradation: 2%
- ◆ Annual degradation: 0.45%
- ◆ Product warranty: 12 years
- ◆ linear warranty: 30 years

### Certifications and Standards

CE IEC 61730 IEC 61215  
 SA 8000 Social Responsibility Standards  
 ISO 9001 Quality Management System  
 ISO 14001 Environment Management System  
 ISO 45001 Occupational Health and Safety  
 IEC TS 62941 Guideline for module design qualification and type approval



Munich RE \*\*\*\*

\* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details.  
 \*\* Please refer to Suntech Limited Warranty for details.

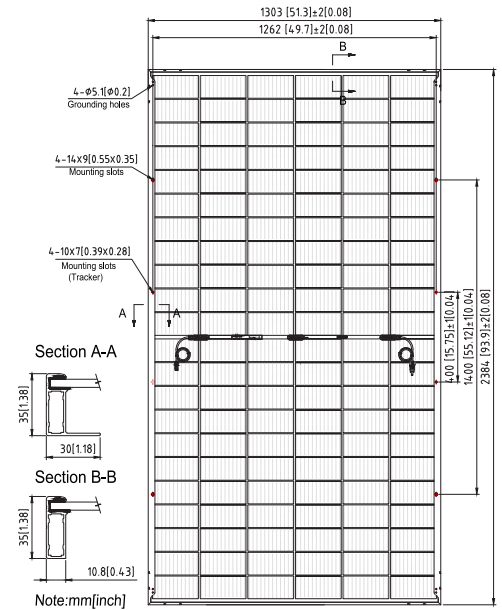
\*\*\* WEEE only for EU market.  
 \*\*\*\* Suntech reserves the right to the final interpretation of the warranty by Munich Re.

# Ultra X STPXXXS - D66/Pmh+ 650-670W

## Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 210 mm
No. of Cells	132 (6 × 22)
Dimensions	2384 × 1303 × 35 mm (93.9 × 51.3 × 1.4 inches)
Weight	39.9 kgs (88.0 lbs.)
Front \ Back Glass	2.0+2.0 mm (0.079+ 0.079inches) semi-tempered glass
Output Cables	4.0 mm <sup>2</sup> , (-) 350 mm and (+) 160 mm in length or customized length
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	30 A
Power Tolerance	0/+5 W
Refer. Bifaciality Factor	(70 ± 5)%
Packing Configuration	558 Pieces per container / 40 'HC

For tracker installation, please turn to Suntech for mechanical load information.



## Electrical Characteristics

Module Type	STP670S-D66/Pmh+		STP665S-D66/Pmh+		STP660S-D66/Pmh+		STP655S-D66/Pmh+		STP650S-D66/Pmh+	
	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Maximum Power (Pmax/W)	670	505.5	665	501.7	660	497.9	655	494.1	650	490.3
Optimum Operating Voltage (Vmp/V)	38.45	35.8	38.25	35.7	38.05	35.6	37.85	35.4	37.65	35.2
Optimum Operating Current (Imp/A)	17.43	14.10	17.39	14.07	17.35	13.99	17.31	13.96	17.27	13.92
Open Circuit Voltage (Voc/V)	46.45	43.7	46.25	43.5	46.05	43.4	45.85	43.2	45.65	43.0
Short Circuit Current (Isc/A)	18.43	14.87	18.39	14.84	18.35	14.76	18.31	14.73	18.27	14.70
Module Efficiency (%)	21.6		21.4		21.2		21.1		20.9	

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, module temperature 25 °C, AM=1.5; NMOT: Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s; Tolerance of Pmax is within +/- 3%;

## Different Rearside Power Gain Reference to 660S Front

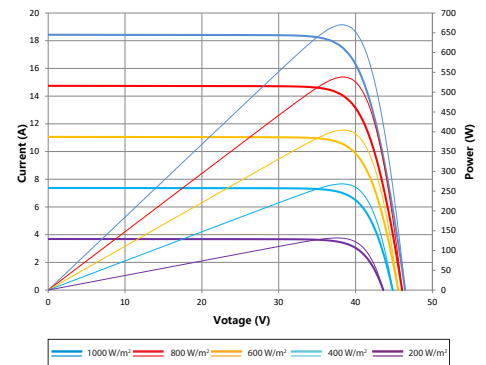
Rearside Power Gain	5%	15%	25%
Maximum Power at STC (Pmax)	693.0	759.0	825.0
Optimum Operating Voltage (Vmp/V)	38.1	38.1	38.2
Optimum Operating Current (Imp/A)	18.22	19.95	21.69
Open Circuit Voltage (Voc/V)	46.1	46.1	46.2
Short Circuit Current (Isc/A)	19.27	21.10	22.94
Module Efficiency (%)	22.3	24.4	26.6

## Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.050%/°C

Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard EN 50380. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of/in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

## Graphs Current-Voltage & Power-Voltage (670S)



## **Anexo IV - Datasheet dos inversores instalados na Central da Unidade Industrial Centro Sul - Solo**

# SUN2000-330KTL-H1

## Smart String Inverter



Max. Efficiency  
≥99.0%



Smart Self Clean Fan



Smart DC Connector  
Temperature Detect



Smart String Level  
Disconnection



28 High Accuracy String  
Current Detect



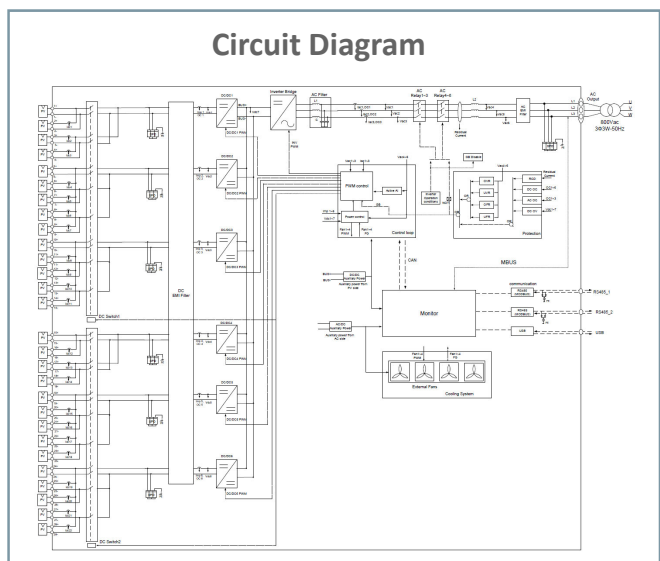
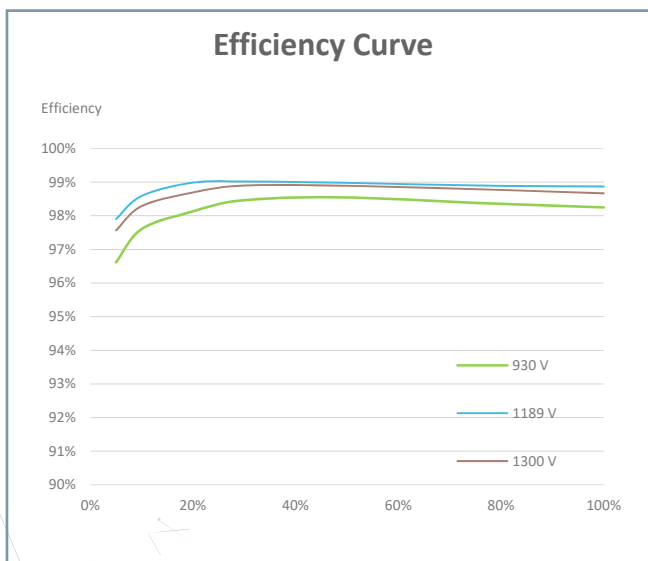
Support IV diagnosis



IP 66 protection



Surge Arresters for  
DC & AC



# Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless

**Anexo V - Datasheet dos inversores instalados na Central da Unidade Industrial Centro Sul - Telhado**

# Technical Specifications (Preliminary)

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

**Anexo VI - Datasheet transformadores instalados nas Centrais da Unidade Industrial Centro Sul - Telhado e Solo**

# JUPITER-9000K-H1

## Smart Transformer Station



### Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite  
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



### Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields  
Lower Self-consumption for Higher Yields



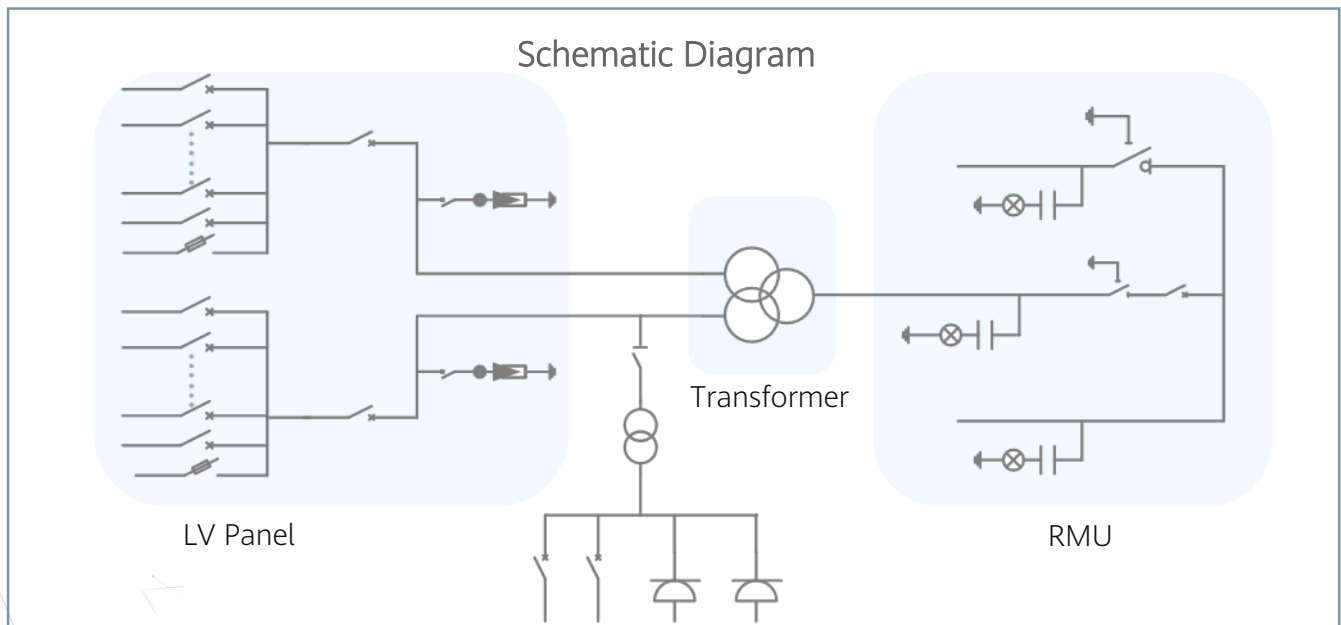
### Smart

Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and RMU  
High Precision Sensor of LV Electricity Parameters  
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



### Reliable

Robust Design against Harsh Environments  
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M  
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution



# Technical Specifications

Input	
Available Inverters	SUN2000-330KTL-H1 / SUN2000-330KTL-H2
Max. LV AC Inputs	30
AC Power	9,000 kVA @40°C / 8,250 kVA @50°C <sup>1</sup>
Rated Input Voltage	800 V
LV Main Inputs	ACB (4,000 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 2 x 15 pcs)
Output	
Rated Output Voltage	22 kV, 30 kV, 33 kV, 34.5 kV, 35 kV <sup>2</sup> 33 kV, 34.5 kV <sup>2</sup>
Frequency	50 Hz      60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type
Transformer Cooling Type	ONAN
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)
Transformer Vector Group	Dy11-y11
Transformer Min. Peak Efficiency Index	In Accordance with EN 50588-1
RMU Type	SF <sub>6</sub> Gas Insulated
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Single-phase, li0
Output Voltage of Auxiliary Transformer	230 / 127 Vac
Protection	
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54
Internal Arcing Fault of STS	IAC A 20 kA 1s
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N
LV Overvoltage Protection	Type I+II
Anti-rodent Protection	C5-Medium in accordance with ISO 12944
Features	
2 kVA UPS	Optional <sup>3</sup>
MV Surge Arrester for Transformer	Optional <sup>3</sup>
General	
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)
Weight	< 28 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C <sup>4</sup> (-13°F ~ 140°F)
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	1,000 m <sup>5</sup>
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability
Communication	Modbus TCP, Preconfigured with SmartACU2000D
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.

2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request.

3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

4 -When ambient temperature ≥25°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

5- For higher operating altitude, pls consult with Huawei.

# JUPITER-6000K-H1

## Smart Transformer Station



**Simple**

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite  
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



**Efficient**

High Efficiency Transformer for Higher Yields  
Lower Self-consumption for Higher Yields



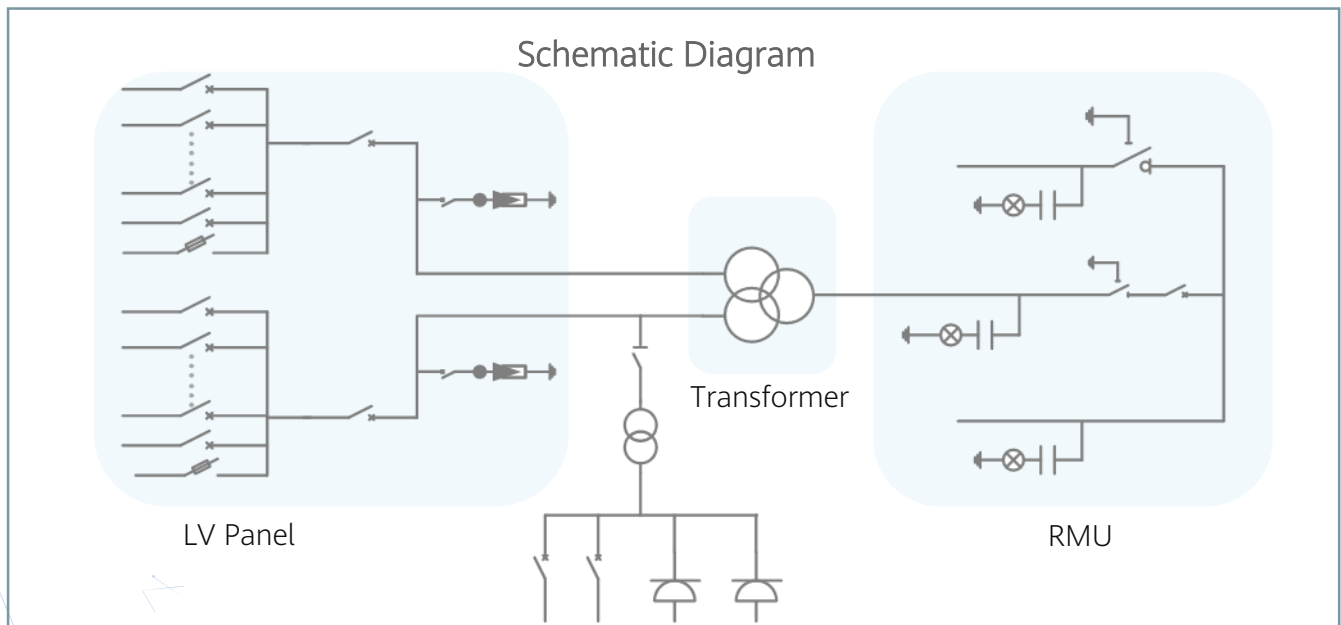
**Smart**

Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and RMU  
High Precision Sensor of LV Electricity Parameters  
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



**Reliable**

Robust Design against Harsh Environments  
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M  
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution



# JUPITER-6000K-H1

## Technical Specifications

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1 / SUN2000-330KTL-H2	
Maximum LV AC Inputs	22	
AC Power	6,600 kVA @40°C / 6,050 kVA @50°C <sup>1</sup>	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 2 x 11 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 13.2 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23±10% kV, 30 kV, 33 kV, 34.5 kV, 35 kV <sup>2</sup>	12.47 kV, 13.8 kV, 23 kV, 33 kV, 34.5 kV <sup>2</sup>
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11-y11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF <sub>6</sub> Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit	
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Single-phase, li0	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	230 / 127 Vac	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Anti-rodent Protection	C5-Medium in accordance with ISO 12944	
Features		
2 kVA UPS	Optional <sup>3</sup>	
MV Surge Arrester for Transformer	Optional <sup>3</sup>	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 23 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C <sup>4</sup> (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m <sup>5</sup>	
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite	
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.

2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request.

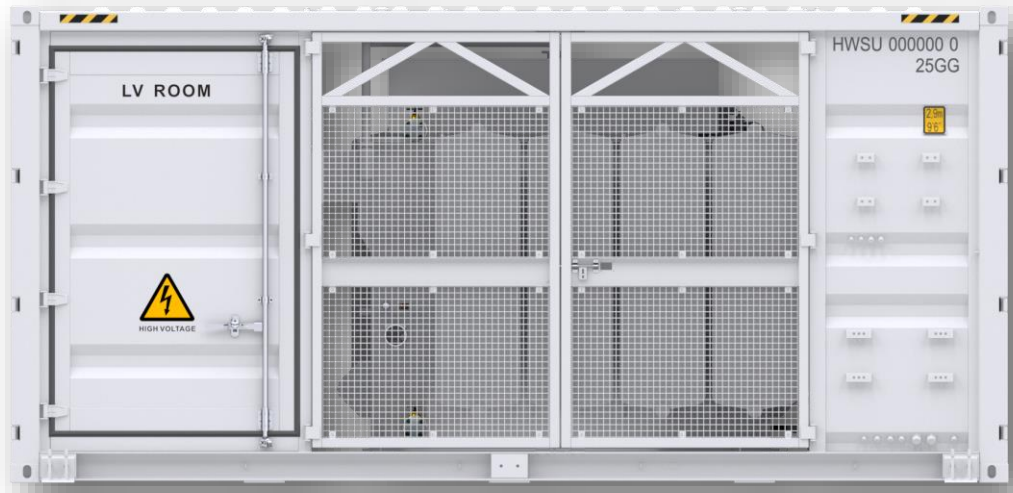
3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

4 -When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

5- For higher operating altitude, pls consult with Huawei.

# JUPITER-3000K-H1

## Smart Transformer Station



### Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite  
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



### Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields  
Lower Self-consumption for Higher Yields



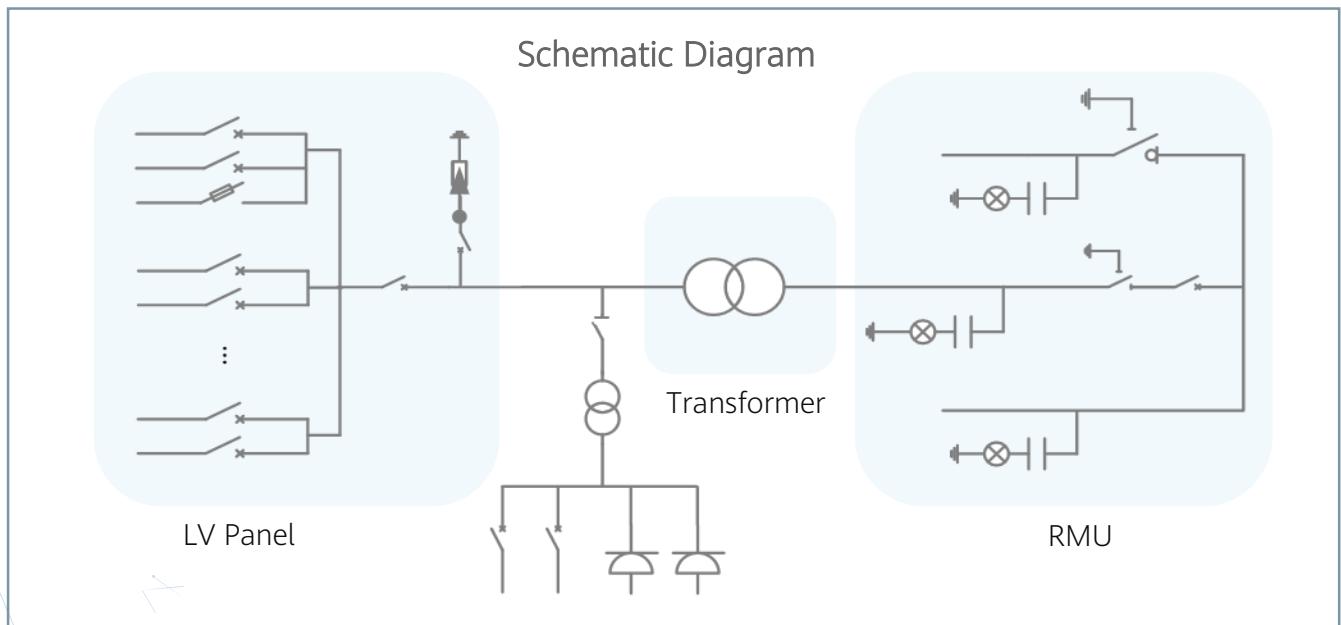
### Smart

Real-time Monitoring of Transformer, LV Panel and RMU  
High Precision Sensor of LV Electricity Parameters  
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



### Reliable

Robust Design against Harsh Environments  
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M  
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution



# JUPITER-3000K-H1

## Technical Specifications

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1 / SUN2000-330KTL-H2	
Maximum LV AC Inputs	11	
AC Power	3,300 kVA @40°C / 3,025 kVA @50°C <sup>1</sup>	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 1 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 11 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 13.2 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23±10% kV, 30 kV, 33 kV, 34.5 kV, 35 kV <sup>2</sup>	13.8 kV, 33 kV, 34.5 kV <sup>2</sup>
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF <sub>6</sub> Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit	
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Single-phase, li0	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	230 / 127 Vac	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Anti-rodent Protection	C5-Medium in accordance with ISO 12944	
Features		
2 kVA UPS	Optional <sup>3</sup>	
MV Surge Arrester for Transformer	Optional <sup>3</sup>	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C <sup>4</sup> (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m <sup>5</sup>	
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite	
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.

2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request.

3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

4 -When ambient temperature ≥25°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

5- For higher operating altitude, pls consult with Huawei.

## **Anexo VII - Datasheet dos inversores instalados na Central da Unidade Industrial Centro Nortel - Telhado**

# SUN2000-30/36/40KTL-M3 Smart PV Controller



## Smart

8 strings intelligent monitoring



## Efficient

Max. efficiency 98.7%



## Safe

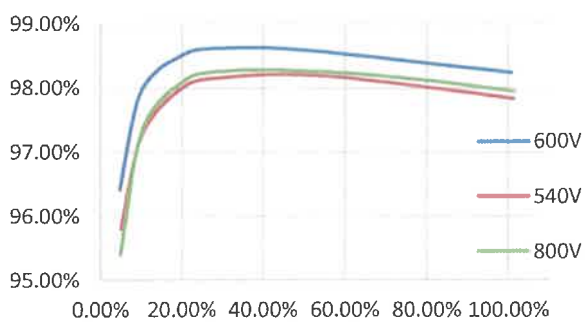
Fuse free design



## Reliable

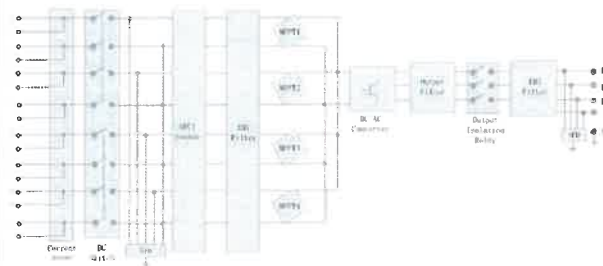
Type II surge arresters for DC & AC

### Efficiency Curve



SUN2000-30/36/40KTL-M3

### Circuit Diagram



SUN2000-30/36/40KTL-M3  
**Technical Specification**

Technical Specification	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
		<b>Efficiency</b>	
Max. Efficiency		98.7%	
European Efficiency		98.4%	
		<b>Input</b>	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>		1,100 V	
Max. Current per MPPT		26 A	
Max. Short Circuit Current per MPPT		40 A	
Start Voltage		200 V	
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>		200 V ~ 1000 V	
Rated Input Voltage		600 V	
Number of Inputs		8	
Number of MPP Trackers		4	
		<b>Output</b>	
Rated AC Active Power	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA <sup>3</sup>	40,000 VA	44,000 VA
Rated Output Voltage		230 Vac / 400 Vac / 480 Vac, 3W/N+PE	
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz	
Rated Output Current	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Max. Output Current	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Adjustable Power Factor Range		0.8 LG ... 0.8 LD	
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%	
		<b>Protection</b>	
Input-side Disconnection Device		Yes	
Anti-islanding Protection		Yes	
AC Overcurrent Protection		Yes	
DC Reverse-polarity Protection		Yes	
PV-array String Fault Monitoring		Yes	
DC Surge Arrester		Yes	
AC Surge Arrester		Yes	
DC Insulation Resistance Detection		Yes	
Residual Current Monitoring Unit		Yes	
Arc Fault Protection		Yes	
Ripple Receiver Control		Yes	
Integrated PID Recovery <sup>4</sup>		Yes	
		<b>Communication</b>	
Display		LED Indicators, Integrated WLAN + FusionSolar APP	
RS485		Yes	
Smart Dongle		WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional)	
Monitoring BUS (MBUS)		4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional) Yes (Isolation Transformer required)	
		<b>General Data</b>	
Dimensions (W x H x D)		640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)	
Weight (with mounting plate)		43 kg (94.8 lb)	
Operating Temperature Range		-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)	
Cooling Method		Natural Convection	
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)	
Relative Humidity		0% RH ~ 100% RH	
DC Connector		Staubli MC4	
AC Connector		Waterproof Connector + OT/DT Terminal	
Protection Degree		IP 66	
Topology		Transformerless	
Nighttime Power Consumption		≤ 5.5W	
		<b>Optimizer Compatibility</b>	
DC MBUS Compatible Optimizer		SUN2000-450W-P	
		<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>	
Safety		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683	
Grid Connection Standards		IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA	

<sup>1</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

<sup>2</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter in proper operating.

<sup>3</sup> For America, Germany, Belgium & France the Max. AC Apparent Power will not exceed 20,000 VA (with regard to grid code VDE-AR-N 4105, C10/11 & Austria).

<sup>4</sup> SUN2000-30-40KTL-M3 comes with a PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: 6 type (mono, poly)

<sup>5</sup> Type (MPPT: 8T)

# SUN2000-50KTL-M3 Smart PV Controller



## Higher Yields

Up to 30% More Energy  
with Optimizer



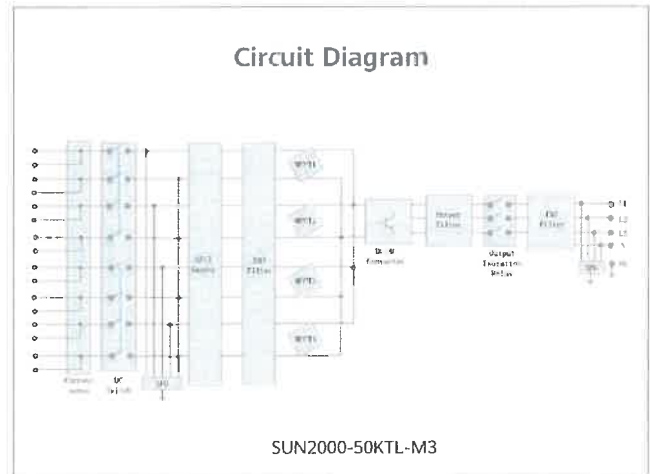
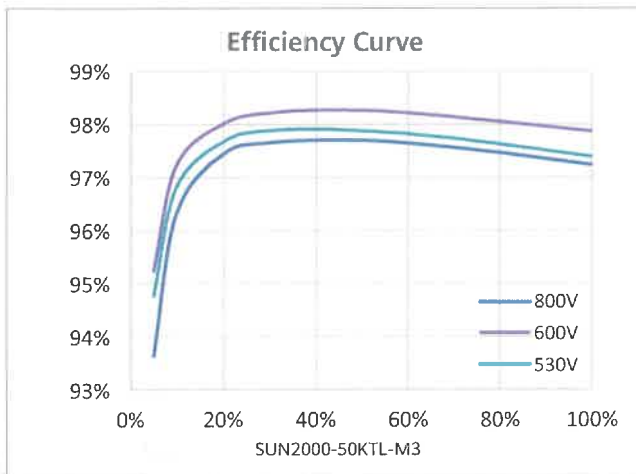
## Active Safety

AI Powered  
Active Arcing Protection



## Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G  
Communication Supported



**Technical Specification**

**SUN2000-50KTL-M3**

**Efficiency**

Max. Efficiency	98.5%
European Efficiency	98.0%

**Input**

Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4

**Output**

Rated AC Active Power	50,000 W
Max. AC Apparent Power	55,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	55,000 W
Rated Output Voltage	400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Max. Output Current	79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%

**Protection**

Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery <sup>3</sup>	Yes

**Communication**

Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (Isolation Transformer required)

**Optimizer Compatibility**

DC MBUS Compatible Optimizer	MERC-1100/1300W-P
------------------------------	-------------------

**General Data**

Dimensions (W x H x D)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Weight (with mounting plate)	49 kg (108.1 lb)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0% RH ~ 100% RH
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W

**Standard Compliance (more available upon request)**

Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, DEWA

<sup>1</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any further input DC voltage would probably damage the inverter.  
<sup>2</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operation.  
<sup>3</sup> SUN2000-50KTL-M3 has a potential between PV and ground to allow zero fault time and PID recovery function to remove module degradation from PID. Supported module types include P type (mono, poly), N-type (PERC, HJT).  
<sup>4</sup> SUN2000-50KTL-M3 currently supports L6/optimizer (MERC-1100/1300W-P). The current version does not support this function and it can be supported by our optimizer software via zeroth order software (Ver. 001, 2022).  
 Refer to SUN2000-50KTL-M3 HW manual.



**Instituto Superior  
de Engenharia**

Politécnico de Coimbra