



IMPLEMENTAÇÃO DE UMA COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL

CASO DE ESTUDO DO INSTITUTO POLITÉCNICO DE BRAGANÇA

Helder Ferreira Baptista

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

Efetuada sob orientação de:

Professor Doutor Américo Vicente Teixeira Leite

Bragança, junho de 2025

“Quando algo é importante o suficiente, você faz, mesmo que as
probabilidades não estejam a seu favor”

Elon Musk

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus por tudo, pois acredito que sem a fé nele não conseguiria percorrer o caminho até aqui.

De seguida, expresso minha gratidão aos meus familiares, especialmente aos meus pais, irmãos e sobrinhos, por todo o apoio incondicional ao longo de toda a minha vida, pois são a base e os pilares de todo o meu desenvolvimento.

Aos meus amigos e colegas pelas lutas juntos, pelas convivências e pelas partilhas de experiência. Sem eles, nada disso seria possível.

A todos os professores de todo o meu percurso académico que partilharam suas experiências e conhecimentos, preparando-nos melhor para os desafios da vida.

Ao Instituto Politécnico de Bragança (IPB), pela experiência académica e pela oportunidade de ganhar experiência profissional como estagiário na instituição.

Ao meu orientador, Professor Doutor Américo Vicente Teixeira Leite, expresso o meu profundo agradecimento pelo apoio incansável prestado ao longo da elaboração deste trabalho. A sua orientação atenta e a forma singular como partilha a sua visão do mundo foram fontes de grande inspiração, ajudando-me a desenvolver uma nova perspetiva sobre a forma de pensar e abordar os desafios.

Por último, mas não menos importante, agradeço ao Engenheiro João Barros e a toda a equipa de manutenção do IPB pelo acolhimento durante todo esse período.

A todos, o meu sincero obrigado!

Helder Ferreira Baptista

Dedicatória

Dedico este trabalho à memória do meu querido tio e padrinho, Jansênio Ramos Ferreira, que muito me apoiou e incentivou na vida e nos estudos. Hoje, ao concluir mais esta etapa, sei que, onde quer que esteja, estará orgulhoso de mim. Obrigado pelo carinho e pelos conselhos valiosos, que certamente estarão sempre presentes comigo.

Resumo

A transição energética e a descentralização da produção elétrica são pilares fundamentais para o cumprimento dos compromissos ambientais assumidos por Portugal. Neste contexto, o presente trabalho desenvolve um estudo aprofundado sobre a caracterização, análise e gestão de energia no âmbito de uma Comunidade de Energia Renovável (CER) a ser implementada no Instituto Politécnico de Bragança (IPB), ao abrigo do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR).

A dissertação baseia-se na análise detalhada de 14 Instalações de Utilização (IU), distribuídas por contratos de média tensão, baixa tensão especial e baixa tensão normal, com um consumo anual total de 2510 MWh (ano). Foram considerados dois cenários de consumo (anual e diurno no verão) para o dimensionamento de quatro Unidades de Produção para Autoconsumo (UPACs), com uma potência total instalada de 500 kW. O *software* PVSyst foi utilizado para simular a produção solar e otimizar a distribuição da potência entre os centros eletroprodutores, tendo-se escolhido o cenário anual como o mais equilibrado.

A proposta de gestão energética assenta num modelo de partilha hierárquica com coeficientes de partilha proporcionais ao consumo, priorizando os pontos de maior custo por kWh. Os resultados demonstram uma taxa média de autoconsumo de aproximadamente 86,5%, com variação sazonal dos excedentes. Adicionalmente, foi analisado o impacto da geração fotovoltaica na fatura de energia reativa, bem como as limitações estruturais dos edifícios para a instalação dos módulos fotovoltaicos.

Palavra-chave: Comunidades de Energia Renovável, Autoconsumo Coletivo, Geração Fotovoltaica, Gestão de Energia.

Abstract

The energy transition and the decentralization of electricity production are fundamental pillars for meeting the environmental commitments undertaken by Portugal. In this context, the present work develops an in-depth study on the characterization, analysis, and energy management within a Renewable Energy Community (REC) to be implemented at the Polytechnic Institute of Bragança (IPB), under the Recovery and Resilience Plan (PRR).

The dissertation is based on a detailed analysis of 14 Consumption Installations (CIs), distributed across medium voltage, special low voltage, and normal low voltage contracts, with a total annual consumption of 2510 MWh. Two consumption scenarios (annual and daytime in summer) were considered for the sizing of four Production Units for Self-Consumption (UPACs), with a total installed capacity of 500 kW. The PVSyst software was used to simulate solar production and optimize the power distribution among the power generation centers, with the annual scenario being chosen as the most balanced.

The proposed energy management model is based on a hierarchical sharing approach with allocation coefficients proportional to consumption, prioritizing the points with the highest cost per kWh. The results demonstrate an average self-consumption rate of approximately 86.5%, with seasonal variation in surplus generation. Additionally, the impact of photovoltaic generation on the reactive energy bill was analyzed, as well as the structural limitations of the buildings for the installation of photovoltaic modules.

Key words: Renewable Energy Communities, Collective Self-Consumption, Photovoltaic Generation, Energy Management.

Índice

Agradecimentos	ii
Dedicatória.....	iii
Resumo	iv
Abstract.....	v
Índice de Figuras	viii
Índice de Tabelas	x
Acrónimos e Abreviaturas	xi
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Enquadramento e objetivos	1
1.2. Metodologia.....	2
1.3. Estrutura do documento.....	2
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	4
2.1. Transição energética	4
2.2. Enquadramento legal	6
2.3. Autoconsumo.....	7
2.3.1. Tipos de autoconsumo	8
2.3.2. Procedimentos de licenciamento	10
2.3.3. Tramitação do processo de ligação de UPAC.....	11
2.3.4. Contagem de energia nas UPACs	12
2.3.5. Direitos e Deveres dos Autoconsumidores.....	13
2.4. Comunidades de Energia Renovável.....	14
2.4.1. Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC).....	15
2.4.2. Partilha de Energia.....	16
2.4.3. Proximidade.....	20
2.4.4. Encargos	21

2.5.	Energia Reativa Após a Instalação Fotovoltaica	23
2.5.1.	Tipologias de ligação de UPAC à rede	24
3.	DIMENSIONAMENTO DA CER	27
3.1.	Dados gerais das instalações de utilização	27
3.1.1.	Localização	27
3.2.	Análise de consumos	28
3.3.	Casos de dimensionamento	30
3.3.1.	Análise dos casos de dimensionamento para melhorar o autoconsumo. .	31
3.4.	Centros eletroprodutores.....	33
3.4.1.	Centro eletroprodutor ESA_1	36
3.4.2.	Centro eletroprodutor ESA_2	38
3.4.3.	Centro eletroprodutor ESTiG	41
3.4.4.	Centro eletroprodutor ESE	43
3.5.	Definição das chaves de partilha	44
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	46
4.1.	Discussão	49
5.	CONCLUSÃO	51
5.1.	Trabalhos Futuros	52
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	53
7.	ANEXOS.....	55

Índice de Figuras

Figura 1 - Diferença entre consumidor e autoconsumidor [7].....	8
Figura 2 - Autoconsumo Individual [6]	8
Figura 3 - Tipologia AAC em condomínio [6]	9
Figura 4 - Tipologia ACC em comunidades de energia renovável [6]	9
Figura 5 - Condições de acesso por potência instalada. Imagem adaptada [9]	11
Figura 6 - Esquema de ligação UPAC de potência instalada $\leq 4\text{kW}$ [6].	12
Figura 7 - Esquema de ligação UPAC de potência instalada $> 4\text{ kW}$ [6]......	13
Figura 8 - Esquema simplificado de partilha de energia elétrica entre IUs [6].	16
Figura 9 - Formato e nomenclatura respetivamente, do primeiro ficheiro [10].	18
Figura 10 - Formato e nomenclatura respetivamente, do segundo ficheiro [10]......	18
Figura 11 - Formato do terceiro ficheiro [10]......	19
Figura 12 - Nomenclatura do terceiro ficheiro [10].	19
Figura 13 - Proximidade entre UPAC e IU em baixa tensão [5].	21
Figura 14 - Proximidade entre IU e UPAC com ligação ao mesmo PT em BT [5]......	21
Figura 15 - Proximidade entre IU e UPAC ligados a mesma subestação em MT, AT, MAT [5]......	21
Figura 16 - Tarifas aplicadas pelo uso da RESP [5].	22
Figura 17 - Contagem da energia pelo contador de faturação. Adaptada [12]	24
Figura 18 - Tipologia 1 do ponto de ligação de UPACs [12]	25
Figura 19 - Tipologia 2 do ponto de ligação de UPACs [12]	25
Figura 20 - Tipologia 3 do ponto de ligação de UPACs [12]	26
Figura 21 - Tipologia 4 do ponto de ligação de UPACs [12]	26
Figura 22 - Mapa com identificação dos membros da CER [13].	28
Figura 23 - Consumo mensal da CER	29
Figura 24 - Consumo anual de cada CPE que constitui a CER.....	29
Figura 25 - Peso de cada CPE de MT no consumo total da CER nos 2 cenários.....	30
Figura 26 - Peso de cada CPE de MT no consumo total em MT nos 2 cenários	31
Figura 27 - Excedente de energia dos eletroprodutores nos 2 cenários de estudo.	33
Figura 28 - Curva de eficiência de inversores utilizados no dimensionamento [15].	34
Figura 29 - Distancia entre fileiras dos módulos, Adaptada [16].	35
Figura 30 - Perfil horizontal de Santa Apolónia [17].	35

Figura 31 - Disposição dos módulos no edifício da Hangar, Adaptada [18].	37
Figura 32 - Esquema unifilar da UPAC ESA_1	38
Figura 33 - Disposição dos módulos no edifício principal da ESA, Adaptada [18].	39
Figura 34 - Disposição dos módulos no edifício da Cantina, Adaptada [18].	40
Figura 35 - Esquema unifilar da UPAC ESA_2	40
Figura 36 - Disposição dos módulos no edifício da ESTiG, Adaptada [18].	42
Figura 37 - Esquema unifilar da UPAC ESTiG	42
Figura 38 - Disposição dos módulos no edifício da ESE, Adaptada [18].	44
Figura 39 - Esquema unifilar da UPAC ESE	44
Figura 40 - Consumo, produção, autoconsumo e excedente da CER ao longo do ano.	49

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Escalões para faturação da energia reativa indutiva [9]	23
Tabela 2 - Coordenadas da localização das instalações	28
Tabela 3 – Referência de potência de pico a ser instalada em cada UPAC	31
Tabela 4 - Tabela de comparação dos casos de dimensionamento	33
Tabela 5 - Tabela resumo dos principais itens da CER	36
Tabela 6 - Características do centro eletroprodutor ESA_1	37
Tabela 7 - Características do centro eletroprodutor ESA_2	39
Tabela 8 - Características do centro eletroprodutor ESTiG	41
Tabela 9 - Características do centro eletroprodutor ESE	43
Tabela 10 - Constituição dos grupos	45
Tabela 11 - Tabela Resumo do eletroprodutor ESA_1	46
Tabela 12 - Tabela Resumo do eletroprodutor ESA_2	47
Tabela 13 - Tabela Resumo do eletroprodutor ESTiG	47
Tabela 14 - Tabela Resumo do eletroprodutor ESE	48
Tabela 15 - Tabela Resumo da CER	48

Acrónimos e Abreviaturas

AC – Autoconsumo

ACC – Autoconsumo Coletivo

ACI – Autoconsumo Individual

AIA – Avaliação Impacto Ambiental

AT – Alta Tensão

BT – Baixa Tensão

BTE – Baixa Tensão Especial

BTN – Baixa Tensão Normal

CER – Comunidade de Energia Renovável

CIEG – Custos de Interesse Económicos Gerais

CPE – Código de Ponto de Entrega

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

EGAC – Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo

E-REDES – Empresa de Distribuição de eletricidade

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ESA – Escola Superior Agraria

ESE – Escola Superior Educação

ESTiG – Escola Superior Tecnologia e Gestão

IPB – Instituto Politécnico de Bragança

Imp_p – Corrente no Ponto de Potência Máxima

IU – Instalação de Utilização

kWh – Kilowatt hora

kW_p – Kilowatt pico

MAT – Muito Alta Tensão

MPPT – Restritamente do Ponto de Potência Máxima

MT – Media Tensão

MVA – Mega Volt Ampere

MWh – Mega Watt Hora

ORD – Operador de Rede de Distribuição

Pmpp – Potencia no Ponto de Potência Máxima

PRR – Plano de Recuperação e Resiliência

PT – Posto de Transformação

RESP – Rede Elétrica de Serviço Publico

RND – Rede Nacional de Distribuição

RNT – Rede Nacional de Transporte

sFTP – Protocolo de Transferência Segura de Ficheiros

UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo

UPP – Unidade de Pequena Produção

VE – Veículos Elétricos

Vmpp – Tensão no Ponto de Potência Máxima

1. INTRODUÇÃO

A transição energética é um assunto cada vez mais preponderante no mundo e os países procuram diversificar a sua matriz energética por meio das energias renováveis buscando maior independência energética e a redução dos impactos ambientais causados pela produção de energia de forma convencional.

As energias renováveis, ao contrário da produção com base em combustíveis fósseis, trazem consigo a descentralização da produção de energia o que possibilita a transição energética a nível local. Dessa forma, surge o conceito das comunidades de energia renovável, indispensável para a concretização dos compromissos assumidos por Portugal no Acordo de Paris em relação à transição energética.

1.1. Enquadramento e objetivos

Para alcançar as metas assumidas por Portugal o Governo lançou diversos programas de incentivo ao uso das energias renováveis. Nesse contexto, IPB submeteu uma candidatura ao programa Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) para a constituição de uma Comunidade de Energia Renovável (CER) baseada na tecnologia solar fotovoltaica.

O IPB pretende contribuir para a transição energética de forma sustentável e respeitosa do meio ambiente, através do compromisso com o novo conceito do autoconsumo coletivo, constituindo assim uma CER composta por 14 Código de Ponto de Entrega (CPE) que incluem instalações das 4 Escolas localizadas em Bragança, bem como a maioria das instalações dos Serviços de Ação Social. Os 14 CPEs correspondem a 4 contratos de Média Tensão, 5 de Baixa Tensão Especial e 5 de Baixa Tensão Normal.

Este estudo, tem como foco primordial a gestão de energia em comunidades de energia renovável, caracterizando e analisando o consumo do ano de 2024 dos 14 CPEs, revisando o projeto de geração fotovoltaica de 500 kW para redistribuir a potencia de cada UPAC, propondo a adoção de um modelo de Chave de Partilha para a CER com o propósito de maximizar o autoconsumo e analisando o impacto da geração fotovoltaica na faturação da energia reativa.

1.2. Metodologia

Para obter melhores resultados é necessário realizar:

- A caracterização das instalações de produção e/ou consumo através:
 - Do levantamento dos consumos de energia elétrica;
 - Do levantamento das localizações das instalações (latitude, longitude e inclinação);
 - Da análise estrutural das coberturas para instalação dos módulos fotovoltaicos;
- A caracterização dos consumos anual dos eletroprodutores e dos consumos diurnos em cada estação do ano;
- O estudo de cenários que maximizem o autoconsumo;
- A identificação de pontos estratégicos para colocação dos módulos e a injeção da energia produzida.

1.3. Estrutura do documento

Para os objetivos propostos para este trabalho, o documento foi estruturado em cinco capítulos.

Inicialmente, o primeiro capítulo apresenta o enquadramento geral do tema, os objetivos do trabalho, a sua relevância, a metodologia adotada e a organização dos capítulos que o compõem;

O segundo capítulo corresponde à revisão bibliográfica, abordando os principais conceitos teóricos relacionados com as Comunidades de Energia Renovável (CER), incluindo o seu enquadramento legal, modelos de funcionamento, benefícios e experiências práticas existentes a nível nacional;

O terceiro capítulo descreve o processo de dimensionamento das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPACs) no contexto do Instituto Politécnico de Bragança (IPB), com base na análise e caracterização dos consumos bem como nos diagramas de carga visando um dimensionamento mais assertivo;

O quarto capítulo, por sua vez, apresenta e analisa, de forma crítica, os resultados obtidos a partir dos dimensionamentos realizados, avaliando a viabilidade técnica e ambiental da proposta, assim como seu impacto na redução do consumo energético da instituição;

Por fim, o quinto capítulo resume os principais resultados do estudo, destaca as contribuições do trabalho, e propõe recomendações para futuras investigações ou aplicações práticas relacionadas às comunidades de Energia Renovável.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. Transição energética

A transição energética provoca uma mudança estrutural na base do setor energético global, substituindo um sistema baseado na produção e consumo de combustíveis fósseis por fontes renováveis. No entanto, a preocupação com essa transição vai além da descarbonização dos atuais sistemas de energia, pois também envolve estratégias que garantam simultaneamente o acesso à energia, a segurança do abastecimento e a sustentabilidade ambiental dos sistemas energéticos [1].

Reverter o aumento da temperatura global não pode ocorrer sem a redução das emissões de gases com efeito de estufa. Para isso é imprescindível a implementação de políticas rigorosas no setor energético. Atualmente, a economia internacional é muito dependente da combustão de recursos fósseis (petróleo, carvão e gás), os quais representam a principal causa das alterações climáticas. Esses combustíveis são responsáveis por mais de 75% das emissões globais de gases de efeito de estufa e quase 90% de todas as emissões de dióxido de carbono, dado que 81% da matriz energética mundial ainda se baseia nesses recursos [1].

Diante da problemática das alterações climáticas os Estados formalizaram, em 2015, um compromisso para reduzir as suas emissões. O Acordo de Paris, em vigor desde novembro de 2016, estabeleceu como meta limitar o aumento da temperatura média global a 1,5 °C até o final do século. A partir desse momento, os Estados passaram a apresentar as suas contribuições nacionais para essa meta, incluindo as ações que pretendem executar autonomamente e aquelas que podem ser viabilizadas com o auxílio de terceiros, especialmente no caso dos países em desenvolvimento [1], [2].

Alcançar a neutralidade carbónica até 2050, o que implica uma redução de emissões entre 85% a 90% em relação aos níveis de 2005, representa um conjunto de desafios transformacionais do modo como se encaram alguns dos aspetos mais determinantes da vida em sociedade, em particular no que diz respeito aos padrões de produção e consumo, à relação com a produção e utilização de energia, à forma como se pensam as cidades e os espaços de habitação, à forma como nos deslocamos e como se encaram as necessidades de mobilidade [3].

Para atingir as metas de redução das emissões estabelecidas pela União Europeia, o governo português definiu uma trajetória para o horizonte de 2030, almejando alcançar

uma quota de 47% de energias renováveis no consumo final bruto de energia. Sectorialmente a quota estimada de energia renovável no consumo final de energia é de 80% na eletricidade, 38% em aquecimento e arrefecimento e 20% nos transportes [3].

Para alcançar essas metas, são necessárias intervenções em diversos setores económicos. Dessa forma o programa do XXIV governo constitucional compromete-se a [4]:

- Promover a inclusão de projetos nacionais em redes europeias;
- Planear a capacidade de receção das redes de distribuição e de transporte para acomodar o aumento de produção de fontes renováveis, mitigando estrangulamentos e concretizando os compromissos firmados entre Portugal, Espanha e França em relação às interligações energéticas para fortalecer a conectividade europeia;
- Revisar o enquadramento legislativo dos planos de desenvolvimento e investimento nas redes energéticas nacionais, tornando-os mais eficazes, coerentes e articulados, especialmente no que diz respeito à da sua revisão e aprovação;
- Reforçar as capacidades de armazenamento energético, tanto na eletricidade quanto nos gases renováveis;
- Desenvolver uma Estratégia Nacional de Armazenamento de Energia até 2026, com o objetivo de acelerar investimentos na capacidade nacional de armazenamento, especialmente por meio de baterias associadas a parques eólicos e fotovoltaicos;
- Estimular o conceito de consumidor-produtor, desburocratizando e agilizando o licenciamento das formas de produção descentralizada, incluindo UPAC, UPP, Comunidades de Energia Renovável e Unidades de Autoconsumo coletivo, bem como de partilha de energia, de forma a garantir, a médio e longo prazo, custos de energia mais baixos;
- Fomentar a concorrência no mercado energético, contribuindo para a diversificação de projetos e ofertas comerciais que beneficiem os consumidores;
- Incentivar o direito à fabricação e reparação, prolongando o ciclo de vida dos produtos e apoiando negócios de reparação, cooperativas como os “repair cafés”;
- Estimular a inovação tecnológica e a digitalização de processos, redes e sistemas de energia, assegurando a sua flexibilidade e resiliência;

- Adotar políticas públicas que reconduzam Portugal a uma tendência de descida no défice tarifário;
- Adotar uma abordagem equilibrada e responsável quanto ao aproveitamento de recursos geológicos, cuja exploração deve assegurar o cumprimento escrupuloso das condicionantes ambientais e sociais previstas;
- Transpor para o quadro nacional o “Critical raw materials act” europeu que irá permitir o fornecimento seguro e responsável de matérias-primas e assegurar a transição energética.

2.2. Enquadramento legal

Em 2016, na Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, Portugal assumiu o compromisso de alcançar a neutralidade carbónica até 2050. Com isso, estabeleceu metas ambiciosas para 2030, definidas no âmbito do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030, entre elas, a de alcançar uma quota de 47 % de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto. A produção descentralizada assume, assim, um papel fulcral no cumprimento dessas metas, sendo a promoção e disseminação das Comunidades de Energia Renovável e Autoconsumo Coletivo indispensáveis para a adoção massificada das soluções tecnológicas existentes, particularmente da energia solar fotovoltaica [5].

Legislação e regulamento em vigor sobre as CER em Portugal [5]:

Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro - Produção de eletricidade destinada ao autoconsumo na respetiva instalação de utilização associada, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis (UPAC).

Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril - Promove e facilita o autoconsumo de energia e as Comunidades de Energia Renovável, eliminando obstáculos legais injustificados e criando condições para o estabelecimento de soluções inovadoras, tanto do ponto de vista económico como do ponto de vista social, baseadas no aproveitamento das novas oportunidades tecnológicas.

Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro - Cria um regime excecional e temporário de simplificação de procedimentos administrativos de modo a acelerar a produção de energia de fontes renováveis.

2.3. Autoconsumo

Um dos grandes pilares da transição energética assenta na produção de energias renováveis, que se divide em dois grandes conceitos: a produção distribuída e o autoconsumo [6].

- Produção distribuída:
 - Centros Eletroprodutores > 1 MVA - Centros eletroprodutores com títulos para injeção obtidos nas modalidades de acesso geral, concorrencial (leilões) ou acordos. Instalações com potência instalada superior a 1MVA.
 - Centros Eletroprodutores \leq 1 MVA (UPP) - Unidades de pequena produção que utilizam fontes de energia renovável, baseada em uma só tecnologia de produção, com capacidade instalada até 1 MW, destinada à venda total de energia à rede.
- Autoconsumo:
 - Individual - Consumo próprio com instalação única de produção e consumo. O titular da unidade de produção de autoconsumo é também o titular do consumo.
 - Coletivo - Consumo próprio e partilha entre membros, tem mais do que uma instalação (consumo e produção) ligados por rede interna ou pública. A gestão é feita através de uma entidade gestora do autoconsumo coletivo (EGAC) ou uma comunidade energia renovável (CER).

A atividade de autoconsumo refere-se à produção de energia elétrica renovável por uma ou mais Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) destinado ao consumo próprio e realizada por um ou mais autoconsumidores de energia, a Figura 1 ilustra a diferença entre um consumidor e um autoconsumidor. O autoconsumidor é, portanto, um consumidor que produz energia renovável para consumo próprio, podendo armazená-la ou vendê-la. No caso de autoconsumidores de energia renovável não domésticos, essas atividades não devem constituir sua principal atividade comercial ou profissional [7].

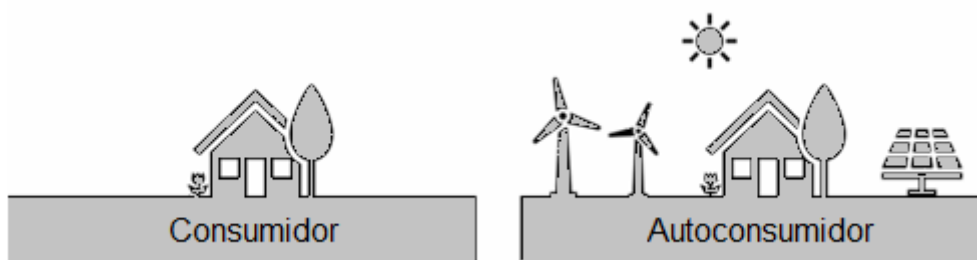


Figura 1 - Diferença entre consumidor e autoconsumidor [7]

2.3.1. Tipos de autoconsumo

O autoconsumidor pode exercer a atividade de autoconsumo de forma individual (ACI) ou organizando-se coletivamente (ACC). Em ambos os casos, a UPAC instalada na Instalação de Utilização (IU) ou em sua proximidade é ligada à rede elétrica de serviço público (RESP), e/ou de uma rede interna [7].

Considera-se um ACI quando uma ou mais UPAC instaladas servem apenas uma IU, como exemplificado na Figura 2, isto é, quando a UPAC está associada a um único código de ponto de entrega (CPE) com contrato ativo. Qualquer entidade, singular ou coletiva, que no caso tenha um contrato de fornecimento ativo na RESP e cuja eletricidade produzida se destine a consumo próprio, pode registrar-se como ACI [7].

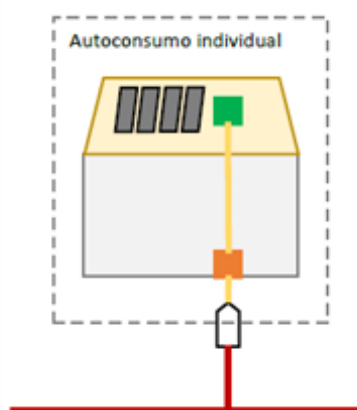


Figura 2 - Autoconsumo Individual [6]

Por outro lado, considere-se um ACC quando uma ou mais UPAC serve duas ou mais IU, tituladas ou não por mais do que uma entidade (por exemplo, duas empresas), isto é, quando a UPAC está associada a mais do que um CPE. Nestas situações, a eletricidade produzida no ACC é partilhada por um conjunto de IU, situadas na proximidade, podendo

as IU pertencer a diferentes setores de atividade como residencial, comércio, indústria e administração pública. O autoconsumo coletivo divide-se em duas tipologias [6], [7], [8]:

- Condomínio (rede interna) - Produção renovável de energia para partilha entre participantes ligados por rede privada. A instalação é feita no topo do edifício como mostra a Figura 3 e é isenta de pagamento de tarifas de acesso à rede.

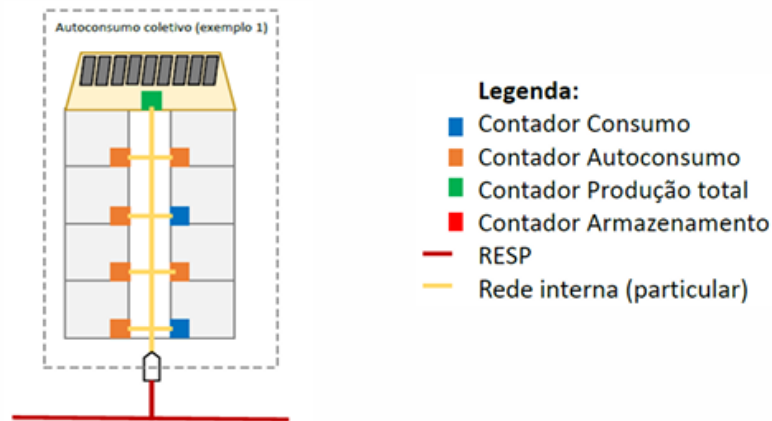


Figura 3 - Tipologia AAC em condomínio [6]

- Comunidades de energia renovável (diversas instalações ligadas pela rede pública) - Produção renovável de energia para partilha entre participantes ligados pela rede pública. Como mostra a Figura 4, as instalações de consumo e produção podem ser em níveis de tensão diferentes e ainda tem a possibilidade de existência de outros tipos de recursos tais como sistemas de armazenamento e postos de carregamento de veículos elétricos (VE).

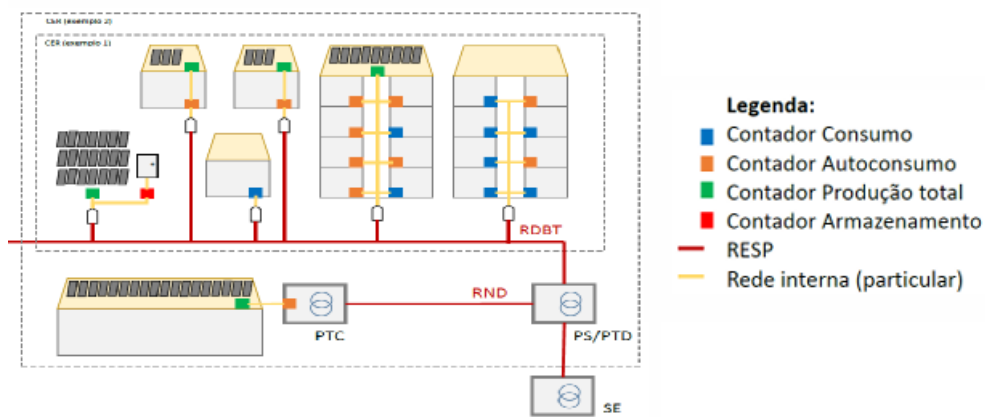


Figura 4 - Tipologia ACC em comunidades de energia renovável [6]

2.3.2. Procedimentos de licenciamento

Para a instalação de uma UPAC é necessário seguir um procedimento de licenciamento sujeito a diferentes regras que variam conforme a potência do sistema a ser instalado. As competências da entidade licenciadora cabem à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). Os procedimentos possíveis são [5]:

- **Isenção de controlo prévio ($\leq 700\text{W}$)** - A isenção de controlo prévio é aplicada ao exercício da atividade de produção de eletricidade para autoconsumo com capacidade instalada igual ou inferior a 700W, desde que não esteja prevista a injeção de excedente na RESP. Não há título emitido.
- **Comunicação prévia ($> 700\text{W}$ e $\leq 30\text{kW}$)** - A comunicação prévia é aplicada à produção de eletricidade para autoconsumo com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW.
 - **Título emitido:**
 - ❖ Comprovativo da apresentação da comunicação prévia que habilita a instalação da UPAC.
- **Registo prévio e certificado de exploração ($> 30\text{kW}$ e $\leq 1\text{MW}$)** - O registo prévio e o certificado de exploração são aplicados à produção de eletricidade para autoconsumo, com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW, e ao armazenamento autónomo de eletricidade com potência instalada igual ou inferior a 1 MW.
 - **Título emitido:**
 - ❖ Comprovativo de registo prévio, que habilita à instalação da UPAC ou da instalação de armazenamento;
 - ❖ Certificado de exploração, que habilita a UPAC a iniciar o seu funcionamento.
- **Licenças de produção e exploração ($> 1\text{MW}$)** - A licença de produção e a licença de exploração são necessárias para autoconsumo com potência instalada superior a 1 MW, e para instalações de armazenamento autónomo de eletricidade com potência instalada superior a 1 MW. Também ficam sujeitas a essas licenças, as instalações de produção ou armazenamento autónomo quando sujeitas a procedimentos de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) ou de avaliação de incidências ambientais, nos termos da legislação aplicável, e as atividades de

produção e armazenamento de eletricidade não referidas nos outros procedimentos de controlo prévio.

○ **Título emitido:**

- ❖ Licença de produção, que habilita ao estabelecimento o exercício das atividades de AC ou armazenamento de eletricidade;
- ❖ Licença de exploração, que habilita a entrada em exploração da instalação de AC ou armazenamento de eletricidade.

Na Figura 5 pode ver um resumo de forma mais simplificada dos procedimentos de licenciamento de uma UPAC.

Potência Instalada	Condições de Acesso
≤ 700 W	Com ou Sem Venda de Excedentes Isenta de Controlo Prévio
> 700 W ≤ 30 kW	MCP - Mera Comunicação Prévia
> 30 kW ≤ 1 MW	UPAC - Registo Prévio e Certificado de Exploração
> 1 MW	UPAC com Licença - Licença de Produção e Licença de Exploração

Figura 5 - Condições de acesso por potência instalada. Imagem adaptada [9]

2.3.3. Tramitação do processo de ligação de UPAC

Para ser um autoconsumidor é preciso seguir alguns passos, tais como [9]:

1ª - Registo (Autoconsumidor)

- Registo no Portal
- Pagamento de taxas de registo

2ª - Cadastro (E-REDES)

- Análise de contagem;
- Análise de proteção de interligação;
- Parecer condições de ligação.

3ª - Instalação da unidade de produção (Autoconsumidor)

- Construção da unidade de produção.

4ª - Certificação (DGEG)

- Inspeção e certificação da UPAC.

5ª - Comercialização (Autoconsumidor)

- Para venda de energia excedente o autoconsumidor realiza contrato com um comercializador.

2.3.4. Contagem de energia nas UPACs

Para a contagem de energia são utilizados dois tipos de contadores em locais distintos. Um contador bidirecional (consumo/produção) que faz a contagem do ponto de ligação da Instalação de Utilização (IU) do autoconsumidor à rede interna ou à RESP, para efeitos de medição do consumo da IU e do excedente injetado na rede correspondente. Já o contador totalizador faz a contagem do ponto de ligação da UPAC à IU para efeitos de medição da injeção da UPAC na IU (desde que a potência instalada da UPAC seja superior a 4 kW) [5].

É igualmente obrigatória a contagem da energia elétrica extraída ou injetada em instalações de armazenamento associadas à UPAC, quando estas se encontrem ligadas à RESP e integrem uma instalação elétrica separada da UPAC ou da IU [5].

Dependendo da potência instalada na UPAC, que esteja associada a uma instalação de utilização que se encontre ligada à RESP, o esquema de ligação simplificado tem duas configurações possíveis, como mostram a Figura 6 e a Figura 7 [5]:

- **Potencia instalada da UPAC ≤ 4 kW**

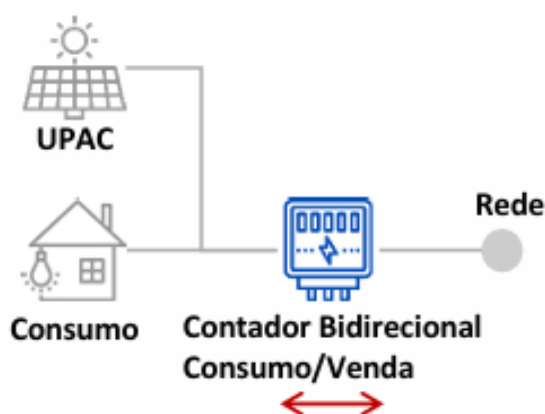


Figura 6 - Esquema de ligação UPAC de potência instalada ≤ 4 kW [6].

- **Potencia instalada da UPAC > 4 kW**

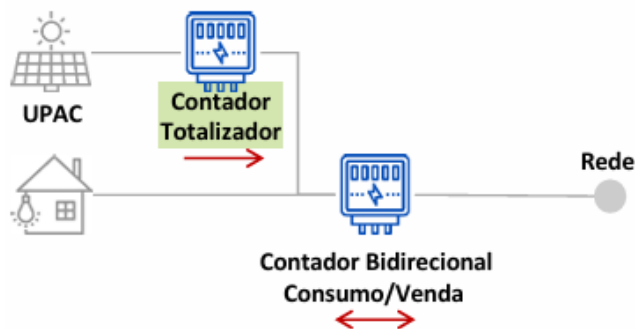


Figura 7 - Esquema de ligação UPAC de potência instalada > 4 kW [6].

2.3.5. Direitos e Deveres dos Autoconsumidores

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022 é assegurada, a cada consumidor final, a oportunidade de se tornar um autoconsumidor, tendo o direito de [8]:

- **Autoconsumo Individual**
 - Manter o contrato de fornecimento e a escolha do comercializador;
 - Opção de venda dos excedentes de energia;
 - Isenção total de tarifas de acesso às redes, na energia produzida e autoconsumida dentro da instalação de utilização.
- **ACC - Condomínio (rede interna)**
 - Manter, individualmente, os contratos de fornecimento e a escolha do comercializador;
 - Definir a percentagem (%) de partilha da produção por cada participante
 - Opção de venda dos excedentes de energia;
 - Isenção total de tarifas de acesso às redes, na energia produzida e autoconsumida que circula na rede interna.
- **ACC - Comunidades de energia renovável (rede pública)**
 - Manter, individualmente, os contratos de fornecimento e a escolha do comercializador;
 - Definir a percentagem (%) de partilha da produção por cada participante
 - Opção de venda dos excedentes de energia;
 - Eventual isenção de custos de interesse económico e geral incluídos nas tarifas de acesso às redes, na energia produzida e autoconsumida que circula na rede pública.

De acordo com a legislação e regulamentação aplicáveis na produção de eletricidade para as várias modalidades de autoconsumo, os autoconsumidores são obrigados a [8]:

- **Autoconsumo Individual**
 - Licenciar e garantir instalação por entidade credenciada;
 - Suportar eventuais encargos com contadores de consumo e produção;
 - Pagar as tarifas associadas ao consumo da rede faturado.
- **ACC - Condomínio (rede interna)**
 - Definir um participante ou entidade independente como responsável (EGAC);
 - Licenciar e garantir instalação por entidade credenciada;
 - Suportar eventuais encargos com contadores de consumo e produção;
 - Contrato de fornecimento para a UPAC;
 - Pagar as tarifas associadas ao consumo da rede faturado.
- **ACC - Comunidades de energia renovável (rede pública)**
 - Definir um participante ou entidade independente como responsável (EGAC);
 - Licenciar e garantir instalação por entidade credenciada;
 - Suportar eventuais encargos com contadores de consumo e produção;
 - Contrato de fornecimento para a UPAC;
 - Pagar as tarifas associadas ao consumo da rede faturado e à energia produzida e autoconsumida que circula na rede pública.

2.4. Comunidades de Energia Renovável

De acordo com o Decreto-lei n.º 15/2022, que estabelece o regime jurídico aplicável às Comunidades de Energia Renovável (CER), uma CER é uma pessoa coletiva caracterizada pela adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, que podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais desde que, cumulativamente [5],[7]:

- Os membros ou participantes estejam localizados na proximidade dos projetos de energia renovável ou desenvolver atividades relacionadas com os projetos de energia renovável da respetiva comunidade de energia;

- Os referidos projetos sejam detidos e desenvolvidos pela CER ou por terceiros, em benefício e a serviço desta;
- A CER tenha como objetivo principal propiciar aos membros ou às localidades onde opera, benefícios ambientais, económicos e sociais, priorizando-os em detrimento de lucros financeiros.

As comunidades de energia, assim como os autoconsumos coletivos, surgiram com o objetivo de dinamizar o setor energético e privilegiar os consumidores finais. Com isso têm a faculdade de [5], [7]:

- Produzir, consumir, armazenar, comprar e vender energia renovável com os seus membros ou com terceiros;
- Partilhar e comercializar entre os seus membros a energia renovável produzida por UPAC ao seu serviço, com observância dos outros requisitos previstos, sem prejuízo de os membros da CER manterem os seus direitos e obrigações enquanto consumidores;
- Aceder a todos os mercados de energia, incluindo de serviços de sistema, tanto diretamente como através de agregação;
- Partilha de custos do investimento inicial visto que esses podem ser avultados e desta forma, estes custos poderão ser repartidos entre si, sendo o custo inicial por pessoa ou família bastante mais reduzido;
- O uso de espaços comuns que é o único espaço disponível para a instalação de energia renovável para as famílias que vivem em condomínios e desta forma proporcionar a todos a possibilidade de beneficiar da energia renovável.

2.4.1. Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC)

A EGAC é uma pessoa, singular ou coletiva, que pode ou não ser um autoconsumidor, a quem compete assegurar todos os atos de gestão operacional da atividade de ACC, destacando-se os seguintes [5]:

- A prática dos atos de gestão operacional da atividade corrente, incluindo a gestão da rede interna, quando exista;
- A articulação com a plataforma eletrónica de gestão da DGEG;
- A ligação com a RESP e a articulação com os respetivos operadores, nomeadamente no que concerne à partilha da produção e respetivos coeficientes;
- O relacionamento comercial a adotar para os excedentes;

- Repartir pelos participantes os custos (tarifas de acesso às redes da energia autoconsumida, fornecimento dos consumos da UPAC e do armazenamento) e os benefícios (venda de excedentes);
- Outras funções que lhe sejam cometidos pelos autoconsumidores que façam parte desse ACC.

Todos os autoconsumidores que participem num ACC regem-se por um regulamento interno, que é um documento obrigatório a ser entregue no prazo máximo de três meses após a entrada em funcionamento da UPAC. Esse regulamento é submetido no portal da DGEG, no respetivo processo de licenciamento pela EGAC, e deve conter as seguintes informações obrigatórias [5]:

- Os requisitos de acesso de novos membros e saída de participantes existentes;
- As maiorias deliberativas exigíveis;
- O modo de partilha de energia elétrica produzida para autoconsumo;
- O pagamento das tarifas devidas (quando aplicável);
- O destino dos excedentes do autoconsumo;
- A política comercial a adotar e, se for caso disso, a aplicação da respetiva receita.

2.4.2. Partilha de Energia

A partilha de energia em um ACC é de grande importância pois é ela que define a quantidade de energia produzida pela(s) UPAC(s) a ser distribuída por cada elemento do ACC, como mostra a Figura 8. Assim, a metodologia adotada na partilha de energia poderá definir a viabilidade económica desses projetos [5].

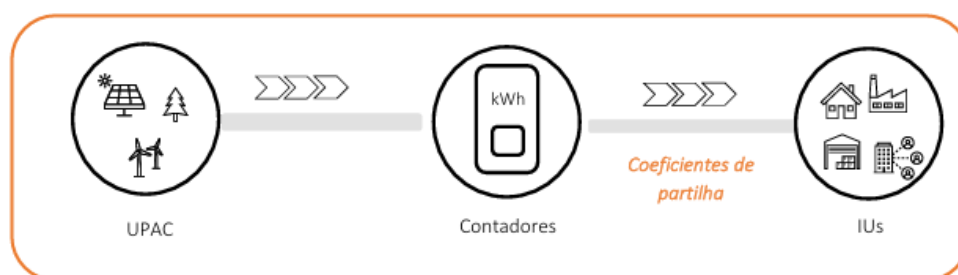


Figura 8 - Esquema simplificado de partilha de energia elétrica entre IUs [6].

Existem vários modelos de partilha, que se dividem em diferentes tipos de coeficientes [5]:

- **Coefficientes fixos** - diferenciados (entre outros) por dias úteis e feriados ou fins de semana, e que podem ou não tomar em consideração as estações do ano.
- **Coefficientes variáveis** - definidos com base em critérios, na hierarquização, no consumo medido em cada período no intervalo temporal definido pela regulamentação da entidade reguladora dos serviços energéticos (ERSE);
- **Na combinação** - de qualquer uma das modalidades referidas anteriormente, de acordo com a regulamentação da ERSE, que seja aplicável.

No entanto há uma outra possibilidade de partilha de energia, realizada por meio de **gestão dinâmica** que permite a monitorização, o controlo e a gestão de energia, em tempo real, com vista à optimização dos fluxos energéticos. Neste tipo de partilha, os sistemas a adotar devem [5]:

- Ter acesso aos dados necessários do operador de rede para o seu correto funcionamento e operacionalização, nomeadamente às leituras dos contadores;
- Providenciar ao operador de rede a energia partilhada com cada membro do autoconsumo, ou o respetivo coeficiente de partilha, para dedução ao consumo medido nos equipamentos de medição;
- Assegurar a interoperabilidade com os sistemas do operador da rede, mediante disponibilização aos interessados dos requisitos necessários para o efeito.

A E-REDES (empresa de distribuição de eletricidade) desenvolveu dois projetos-piloto de partilha de energia: com partilha hierárquica, baseada em coeficientes fixos e/ou proporcionais ao consumo; e com partilha dinâmica de energia, baseado em *software* de controlo em tempo real.

Partilha Hierárquica - de acordo com este modelo, a partilha de energia é realizada em 2 iterações. Na primeira, a energia produzida é partilhada apenas pelas instalações pertencentes ao mesmo grupo. Na segunda, a partilha do eventual excedente agregado de todos os grupos é distribuído por todas as instalações de consumo para as quais ainda subsista saldo de consumo após a primeira iteração [10].

Neste modelo de partilha de energia, a EGAC pode optar pelos coeficientes fixos ou proporcionais ao consumo e deve comunicar ao operador de rede de distribuição ORD a

constituição dos grupos, bem como os respetivos modos de partilha, tanto dentro dos grupos quanto entre os grupos. A comunicação entre a EGAC e o ORD é realizada via protocolo de transferência segura de ficheiros (sFTP). Assim a EGAC deve submeter no sFTP do ORD os seguintes ficheiros [10]:

- 1 ficheiro com a constituição dos grupos;
- 1 ficheiro com a identificação do modo de partilha em cada grupo e entre grupos;
- 1 ficheiro com os coeficientes fixos a aplicar para cada grupo (quando aplicável).

Deste modo, cada um deles, existe um ficheiro tipo com o formato a seguir [10]:

- **Ficheiro com a constituição dos grupos** - Este ficheiro deverá incluir todas as instalações pertencentes à coletiva com a indicação do grupo a que estão associadas. Na primeira coluna deve constar o CPE de consumo e, na segunda, a identificação do grupo a que pertence, como mostra a Figura 9.

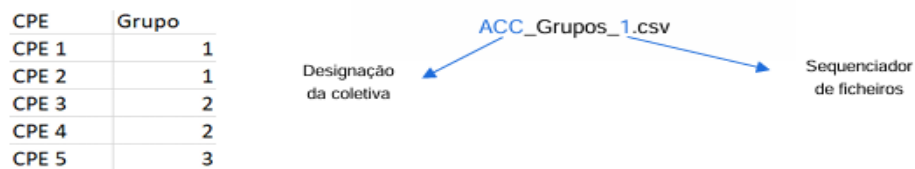


Figura 9 - Formato e nomenclatura respetivamente, do primeiro ficheiro [10].

- Este ficheiro deve ser disponibilizado apenas uma vez no início da coletividade, com uma antecedência de 7 dias relativamente à data da entrada em exploração.
- **Ficheiro com a identificação do modo de partilha em cada grupo e entre grupos** - Este ficheiro deve incluir todos os grupos descritos no primeiro ficheiro e a identificação do modo de partilha a aplicar. Deve ainda ser adicionado um grupo *default* (ACC) que representa a coletiva e o modo de partilha entre grupos. Na primeira coluna deve constar a identificação dos grupos e, na segunda, a identificação do modo de partilha, em que F e P representam, respetivamente, coeficiente fixo e proporcional, como mostra a Figura 10.

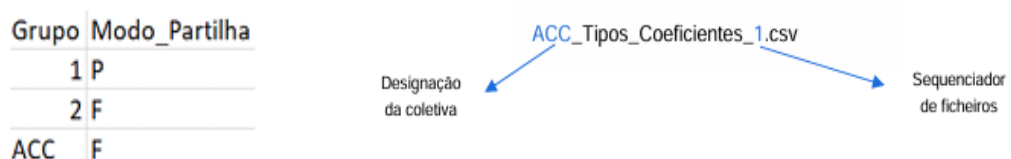


Figura 10 - Formato e nomenclatura respetivamente, do segundo ficheiro [10].

- Este ficheiro deve ser disponibilizado no início da coletividade, ou sempre que seja necessário, com uma antecedência de 7 dias relativamente à data da sua aplicação.
- **Ficheiro com os coeficientes fixos a aplicar para cada grupo** - Este ficheiro deve incluir a informação dos coeficientes fixos a aplicar em cada um dos grupos. No caso de se escolher o modo de partilha, entre grupos, ser com coeficientes fixos, deve ainda ser incluído um ficheiro para o grupo da coletiva (ACC) com a indicação de todos os coeficientes a aplicar para todas as instalações. Os ficheiros de coeficientes devem apresentar a informação em formato quarto-horário. Deverá ser submetido um ficheiro por cada grupo. O modelo proposto pela E-REDES [10] utiliza a estrutura apresentada na Figura 11, onde a segunda coluna (Hora) deve conter quartos de hora (15 em 15 minutos). E a nomenclatura deve ser feita como ilustra a Figura 12.

Data	Hora	CPE Consumo	Grupo	Coeficiente de partilha
20221021	0015	PT000000000000000000A	1	0.600
20221021	0015	PT000000000000000000B	1	0.400

Figura 11 - Formato do terceiro ficheiro [10].

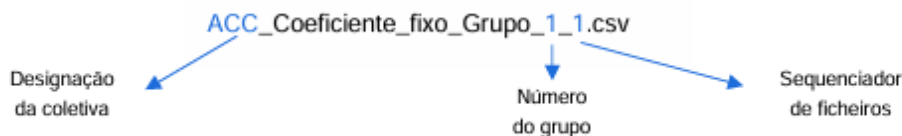


Figura 12 - Nomenclatura do terceiro ficheiro [10].

- O ficheiro a partilhar deve conter coeficientes para um período de 12 meses e deve ser partilhado com pelo menos 7 dias de antecedência relativamente à sua data de aplicação. O ficheiro de coeficientes deve ser enviado anualmente, a ausência de coeficiente ou o envio de coeficientes inválidos implica a aplicação de coeficientes proporcionais ao consumo.

Partilha Dinâmica - Neste modelo de partilha, a EGAC deve disponibilizar ao ORD os coeficientes a aplicar em cada quarto-hora e para cada combinação instalação consumidora e instalação produtora, os coeficientes de partilha durante todo o período de exploração [11].

Este modelo de partilha permite à EGAC conhecer os consumos e produção de cada instalação, mediante consentimento nos casos em que tal se aplique, e só após a receção dos mesmos definir os coeficientes a aplicar. Numa primeira iteração é efetuada a partilha de energia com coeficientes proporcionais ao consumo ou fixos (definidos pela EGAC). Diariamente, a EGAC recebe os dados de produção e de consumo das instalações consumidoras, relativos ao dia anterior, com base nos coeficientes definidos [11].

No processo de faturação, todas as instalações são faturadas na mesma data. Assumindo como exemplo o dia 20 de cada mês, o ORD efetua os cálculos com os coeficientes definidos e partilha com a EGAC todas as grandezas apuradas. A seguir, a EGAC tem um prazo para revisão de coeficientes. O período para revisão dos coeficientes é realizado até às 23:59 do dia 27 de cada mês. Durante este período, a EGAC deve submeter no sFTP destinado os coeficientes a aplicar ao período de faturação em questão. Os coeficientes devem ser definidos individualmente para cada par instalação consumidora-produtora. Na ausência de coeficientes válidos para o período a faturar o ORD aplica os coeficientes calculados com base na proporção dos consumos [11].

2.4.3. Proximidade

O conceito de proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo nas comunidades de energia renovável é de extrema importância visto que este define as limitações em termos de distância geográfica entre os mesmos.

O conceito de proximidade significa que a(s) UPAC e a(s) IU ligada(s) por linha direta ou rede interna ou, quando operem através da RESP nos diferentes níveis de tensão, desde que cumpram uma das seguintes condições [5]:

- Quando, no caso de UPAC ligada à rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT), a IU e a UPAC não estejam separados entre si mais de 2 km de distância geográfica, como ilustra a Figura 13, ou, em alternativa, quando as mesmas estejam ligadas ao mesmo posto de transformação em baixa tensão, como mostra a Figura 14.

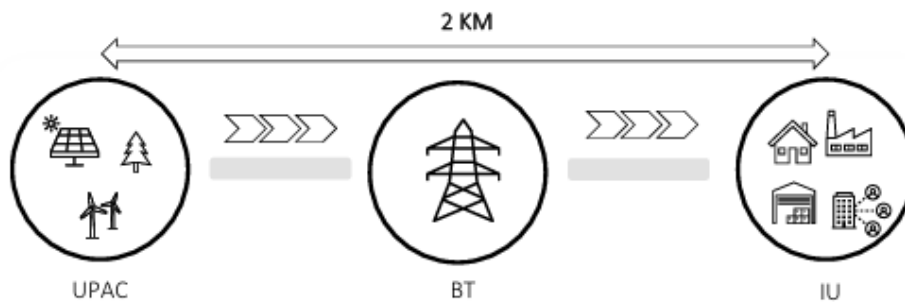


Figura 13 - Proximidade entre UPAC e IU em baixa tensão [5].



Figura 14 - Proximidade entre IU e UPAC com ligação ao mesmo PT em BT [5].

- Quando estejam ligadas na mesma subestação, no caso de UPAC ligadas à rede nacional de distribuição (RND) e à rede nacional de transporte (RNT), desde que não seja ultrapassada a distância geográfica entre as UPAC e as IU de 4 km no caso de ligação em MT, de 10 km nas ligações em alta tensão (AT) e de 20 km nas ligações em muito alta tensão (MAT), como ilustra a Figura 15.

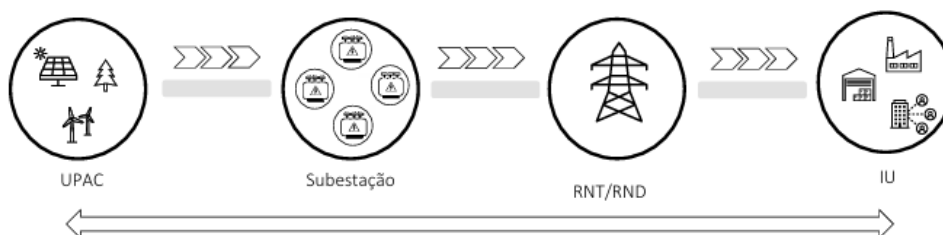


Figura 15 - Proximidade entre IU e UPAC ligados a mesma subestação em MT, AT, MAT [5].

2.4.4. Encargos

2.4.4.1. Tarifas Aplicáveis

Sempre que a RESP for utilizada para transportar a energia elétrica entre a UPAC e a(s) IU, os autoconsumidores ficam sujeitos ao pagamento das tarifas de acesso às redes

aplicáveis ao consumo, no nível de tensão de ligação com a IU, como mostra a Figura 16, deduzidas [5]:

- Das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, quando exista injeção de energia a partir da rede pública a montante do nível de tensão de ligação da UPAC;
- De parte das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, no montante a definir pela ERSE, quando exista inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação da UPAC.

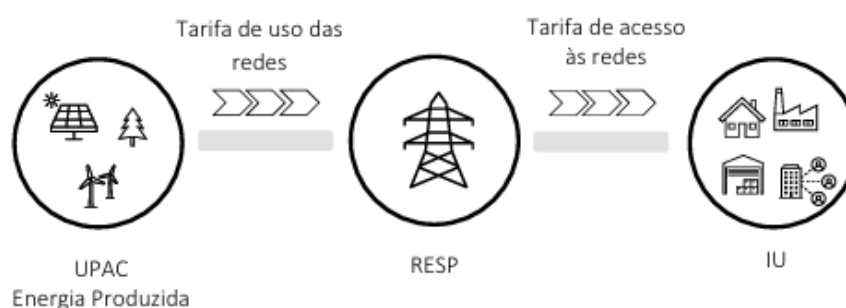


Figura 16 - Tarifas aplicadas pelo uso da RESP [5].

A tarifa de Acesso às Redes é paga por todos os consumidores e reflete o custo das infraestruturas e dos serviços utilizados por todos os consumidores de forma partilhada. Esta tarifa resulta da soma das tarifas de uso global do sistema, de uso da rede de transporte, de uso da rede de distribuição e de operação logística de mudança de comercializador, todas fixadas pela ERSE [5].

No caso de utilização de redes internas que não envolvam a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, não é aplicada qualquer tarifa [5].

2.4.4.2. Isenções

Adicionalmente, a fim de tornar mais atrativa, do ponto de vista financeiro, a implementação de projetos de autoconsumo, os encargos com os CIEG (Custos de Interesse Económicos Gerais) correspondentes à energia elétrica autoconsumida e transportada através da RESP podem ser, total ou parcialmente, deduzidos às tarifas de acesso às redes mediante despacho do Governo, a emitir até 15 de setembro de cada ano, ouvida a ERSE. Na ausência de despacho, a ERSE é responsável por definir a parte dos

CIEG a deduzir anualmente às tarifas de acesso às redes e a considerar no cálculo tarifário [7].

2.5. Energia Reativa Após a Instalação Fotovoltaica

Ao contrário da energia ativa que é a energia que produz trabalho, a energia reativa é a energia que não produz trabalho, mas é necessária para produzir o fluxo magnético para o funcionamento dos motores, transformadores, etc... [9].

A utilização de energia reativa deve ser limitada ao mínimo possível, pois o excesso de energia reativa exige condutores de maior secção e transformadores de maior capacidade. A esse excesso estão ainda associadas perdas por aquecimento e quedas de tensão. A forma de avaliar se energia reativa está a ser utilizada racionalmente faz-se através da $\text{tg } \phi$, que corresponde ao quociente entre a energia reativa e a energia ativa ($\text{tg } \phi = Q/P$) [9].

Sendo assim, os clientes ligados às redes de distribuição de alta e de média tensão, bem como os ligados às redes de distribuição de Baixa Tensão Especial - BTE (acima de 41,4 kW), estão sujeitos à faturação de energia reativa de acordo com o escalão, como mostra a Tabela 1 [9]:

- Indutiva, em períodos fora de vazio (cheias e ponta) que exceda os limites dos escalões estabelecidos na Tabela 1;
- Capacitiva, em períodos de vazio (vazio normal e super vazio).

Tabela 1 - Escalões para faturação da energia reativa indutiva [9]

Escalão	Descrição	Fator Multiplicativo
Escalão 1	Corresponde a $30\% \leq \text{tg } \Phi < 40\%$	0,33
Escalão 2	Corresponde a $40\% \leq \text{tg } \Phi < 50\%$	1
Escalão 3	Corresponde a $\text{tg } \Phi \geq 50\%$	3

Com a instalação de energia fotovoltaica surge uma problemática com a energia reativa consumida pela IU visto que a energia ativa consumida da RESP diminui, uma vez que parte desse consumo é substituído por energia produzida localmente. No entanto, a energia reativa total consumida pela IU continua a ser proveniente da rede, o que causa

um aumento da $\text{tg } \phi$ lida pelo contador da concessionária, como ilustrado na Figura 17 [12].

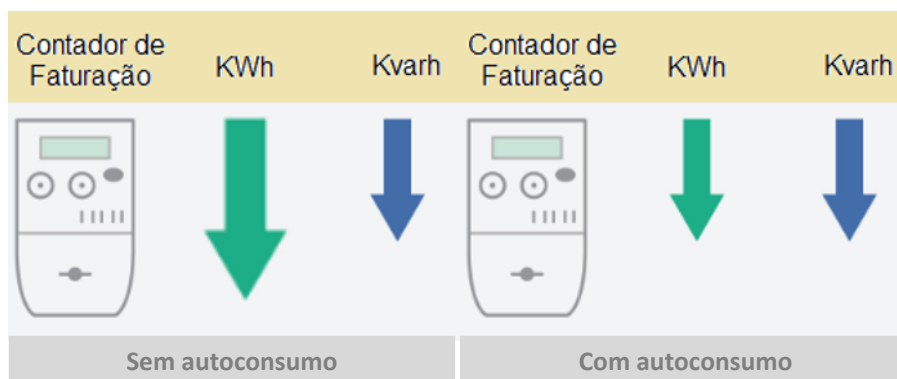


Figura 17 - Contagem da energia pelo contador de faturação. Adaptada [12]

Em função da percentagem de autoconsumo relativamente ao consumo total das cargas, podem aparecer diferentes problemáticas relativamente à compensação da energia reativa. Basicamente podem resumir as seguintes [12]:

- Uma leitura da $\text{tg } \phi$ (ou $\cos \phi$), por parte do equipamento de compensação de energia reativa (regulador da bateria de condensadores), diferente do valor contabilizado pelo contador de faturação;
- Uma circulação de corrente excessivamente baixa no transformador de medida de corrente do equipamento de compensação de energia reativa;
- Um valor excessivamente baixo do $\cos \phi$, medido pelo equipamento de compensação de energia reativa ($\text{tg } \phi$ excessivamente elevada).

2.5.1. Tipologias de ligação de UPAC à rede

Dependendo do ponto de ligação da UPAC à RESP, isso pode ou não adaptar-se melhor aos sistemas de compensação da energia reativa. Assim, existem diversas tipologias de ligações das UPACs à rede, em que cada uma apresenta os seus impactos nos sistemas de compensação de energia reativa [12]:

- **Tipologia 1** - Esta tipologia permite que o transformador de corrente, do sistema de compensação da energia reativa, consiga medir todo o consumo de energia da instalação (proveniente da rede e autoproduzida), como ilustra a Figura 18. O principal problema dessa tipologia de ligação é haver uma leitura do $\cos \phi$ ($\text{tg } \phi$), por parte do equipamento de compensação da energia reativa, diferente do valor obtido pelo contador de faturação (de ligação à RESP).

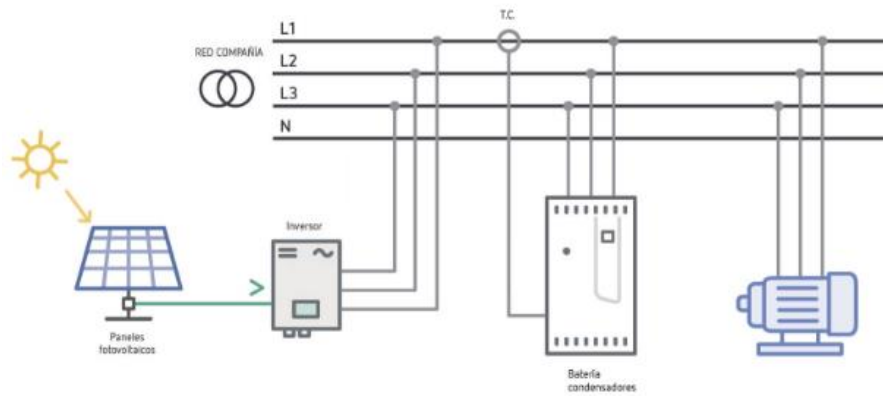


Figura 18 - Tipologia 1 do ponto de ligação de UPACs [12]

- **Tipologia 2** - Nesta tipologia de ligação, o transdutor de corrente do sistema de compensação mede somente o consumo de energia ativa proveniente da rede, como ilustra a Figura 19. Isso pode funcionar bem quando se trata de uma quota de autoconsumo baixíssimo, porque caso contrário já tem grandes problemas entre os quais, uma leitura do $\cos \phi$ ($\text{tg } \phi$) do compensador da reativa diferente do valor contabilizado pelo contador de faturação, uma vez que um valor excessivamente baixo do $\cos \phi$ medido pelo regulador do equipamento de compensação da energia reativa, leva ao seu mau funcionamento.

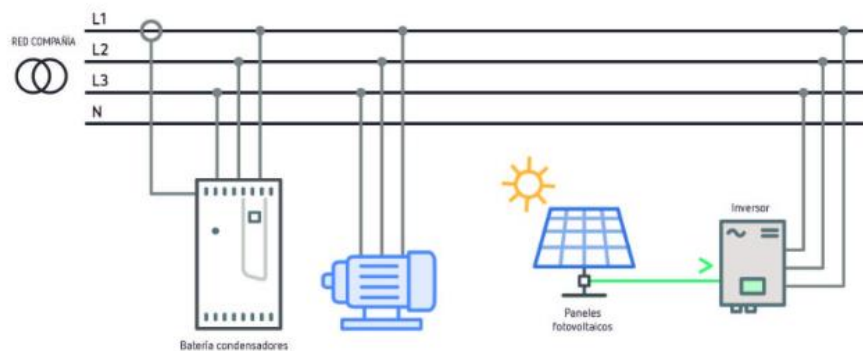


Figura 19 - Tipologia 2 do ponto de ligação de UPACs [12]

- **Tipologia 3** - Esta tipologia permite evitar o mau funcionamento do equipamento de compensação da energia reativa (regulador da bateria de condensadores) nas situações em que a quota de autoconsumo tem relevância no consumo total da instalação, ao transformar a tipologia 2 numa tipologia idêntica à tipologia 1. Instalando outro transdutor de corrente, para fazer a leitura da potência proveniente do autoconsumo, como ilustra a Figura 20, garante-se que o $\cos \phi$ ($\text{tg } \phi$) medido pelo equipamento de compensação da energia reativa, seja o

real da instalação, calculado sobre o consumo total da potência ativa das cargas a compensar. Contudo, esta tipologia apresenta os mesmos problemas que a tipologia 1.

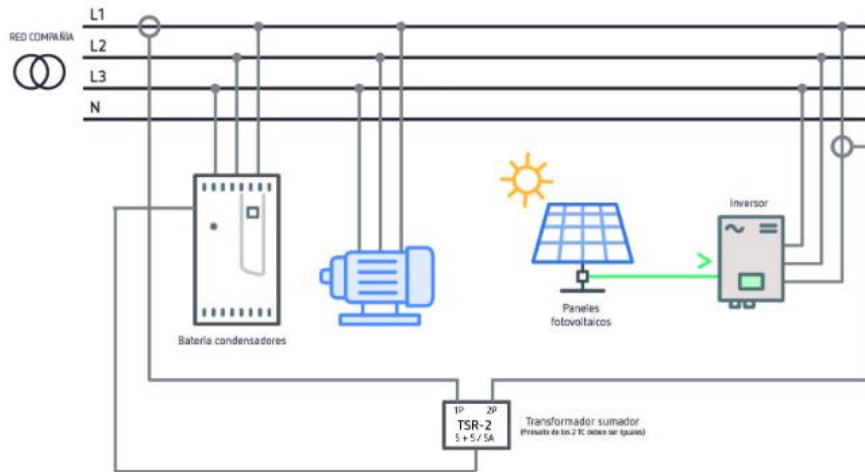


Figura 20 - Tipologia 3 do ponto de ligação de UPACs [12]

- Tipologia 4** - Esta tipologia é mais avançada e baseia-se em geradores estáticos de reativa, como ilustra a Figura 21, assegurando uma correta compensação da reativa independentemente do estado de funcionamento, características e ponto de ligação do sistema do autoconsumo. Essa tecnologia é a mais adequada para evitar as penalizações que possam aparecer e não sejam contornáveis com um sistema convencional de bateria de condensadores. Esta tecnologia destaca-se, principalmente, pela sua capacidade de compensação, em qualquer condição, bem como uma resposta imediata às variações de carga, livre de transitórios e imune ao conteúdo harmónico da rede. Porém, tem um custo mais elevado.

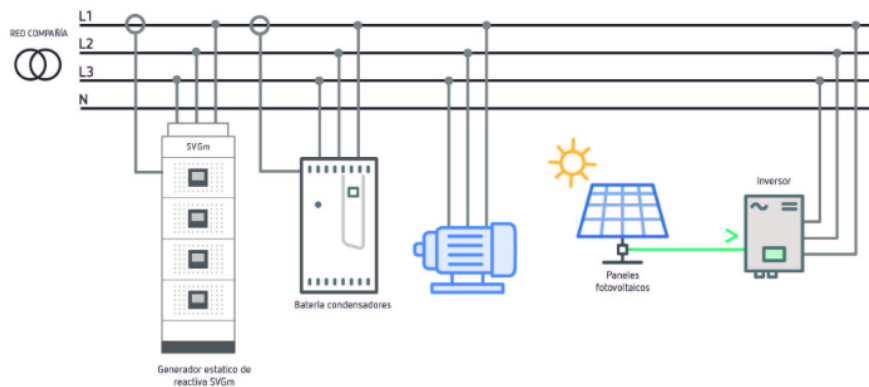


Figura 21 - Tipologia 4 do ponto de ligação de UPACs [12]

3. DIMENSIONAMENTO DA CER

De acordo a candidatura feita pelo IPB, AVISO DE ABERTURA DE CONCURSO - i007962 - Apoio à Concretização de comunidades de Energia Renovável e Autoconsumo Coletivo, junto ao Fundo Ambiental no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), esta secção tem por objetivo dimensionar e solucionar questões de gestão de energia na Comunidade de Energia Renovável (CER) do IPB que é constituída por quatro eletroprodutores e quatorze instalações de consumo.

Esta secção é de extrema importância para um dimensionamento correto e tomada de decisões importantes que podem influenciar, e muito, a viabilidade do projeto, sabendo que essas decisões práticas e a gestão de energia em uma CER constitui pontos cruciais para uma maior eficiência e sustentabilidade de uma comunidade de energia renovável.

A candidatura submetida e, entretanto, aprovada, passou por um processo de estudo tanto a nível orçamental, quanto à potencia adequada para a instalação. De acordo com o projeto elaborado, a potência de instalação mais favorável é de 500 kWp. Neste trabalho o dimensionamento deste sistema de autoconsumo coletivo do IPB passa por reformular e testar várias alternativas das potencias de pico, a instalar em cada eletroprodutor, visando uma maior taxa de autoconsumo e eficiência na utilização da energia produzida pelas UPACs.

3.1. Dados gerais das instalações de utilização

Para um correto dimensionamento é necessário conhecer bem as condições gerais e técnicas do projeto da CER do IPB.

A CER contempla 14 Códigos de Ponto de Entrega (CPE), todos localizados em Bragança com um consumo agregado em 2024 de 2.509.644 kWh/ano. Com o objetivo de suprir parte deste consumo energético através de autoconsumo, foram dimensionadas 4 unidades de produção para autoconsumo (UPACs) perfazendo uma potência total instalada de 500 kW e distribuídos pelos CPE de média tensão (ESA_PT1, ESA_PT2, ESTiG e ESE).

3.1.1. Localização

Numa CER, a localização dos centros eletroprodutores, bem como os pontos de consumo, é importante para o conceito de proximidade. Os 14 CPEs pertencentes a CER do IPB encontram dentro do conceito de proximidade sendo que a maior distância entre os eletroprodutores e os CPEs de consumo é de aproximadamente 2000m, designadamente

entre o centro eletroprodutor da ESE e as residências de estudantes (Dómus I, II e III) localizadas na zona histórica, como mostra a Figura 22.



Figura 22 - Mapa com identificação dos membros da CER [13].

Os centros eletroprodutores têm as coordenadas geográficas apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Coordenadas da localização das instalações

Eletroprodutor	Localização	
	Latitude	Longitude
ESA_PT1	41.79814	-6.76646
ESA_PT2	41.79743	-6.76769
ESTiG	41.79673	-6.76901
ESE	41.79411	-6.76958

3.2. Análise de consumos

O tratamento dos dados de consumo de cada código de ponto de entrega, que são fornecidas pela empresa E-REDES, permitem fazer uma análise criteriosa dos consumos através de diagramas de carga de 15 em 15 minutos. Essa análise é a base fundamental para elaboração do perfil de consumo da CER e com isso definir, com rigor, a potência a instalar em cada centro eletroprodutor.

Na Figura 23 pode-se perceber que a época do ano que tem um maior consumo é no período de inverno, e já na Figura 24 pode-se perceber que a esmagadora maioria do consumo pertence aos CPEs de média tensão (aproximadamente 85% do consumo da CER), pelo que se optou por distribuir a produção por diferentes locais, contemplando todos os CPEs de média tensão.

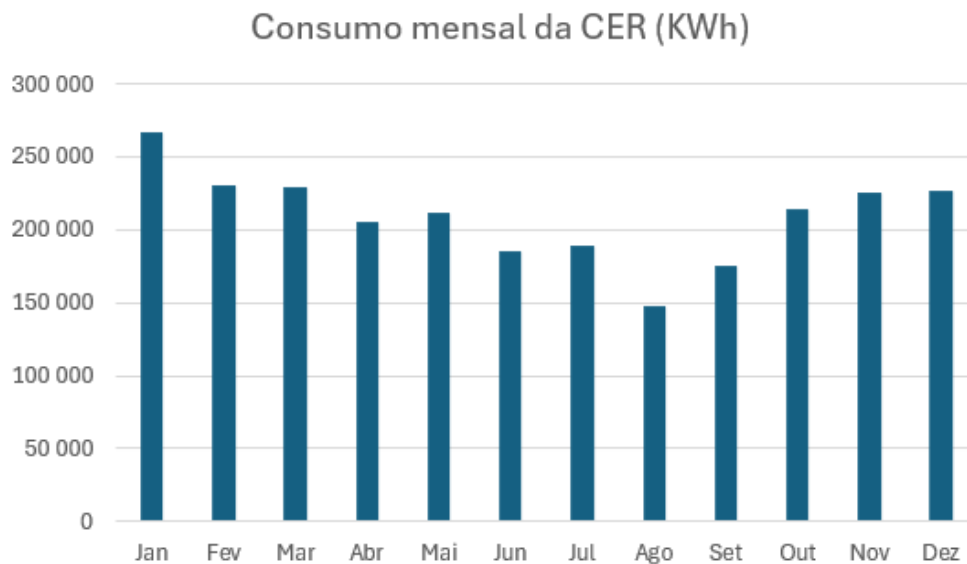


Figura 23 - Consumo mensal da CER

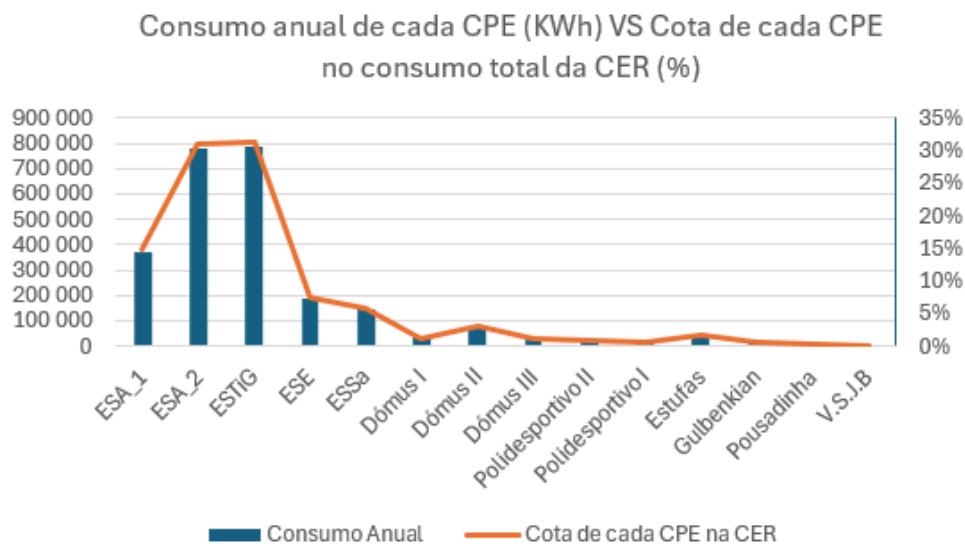


Figura 24 - Consumo anual de cada CPE que constitui a CER

3.3. Casos de dimensionamento

Em resultado do trabalho desenvolvido, verifica-se que haverá maior excedente de energia nos meses de verão, pois há mais radiação solar e menos consumo da CER. Isso ocorre porque, nesse período, as escolas estão de férias de verão [14]. Esta situação verifica-se, também, nos fins de semana, feriados e períodos de férias de Natal e da Páscoa. Nesse sentido foi decidido fazer um estudo dos consumos de cada código de ponto de entrega em dois casos de forma a analisar o comportamento do perfil de carga e tentar otimizar ao máximo o autoconsumo e reduzir o excedente, designadamente:

- **Caso 1** - Análise com base no consumo total anual;
- **Caso 2** - Análise considerando apenas o consumo diurno (nas horas de radiação), no verão.

Na Figura 25 pode-se ver o peso de cada CPE de média tensão no consumo de energia nos dois cenários.

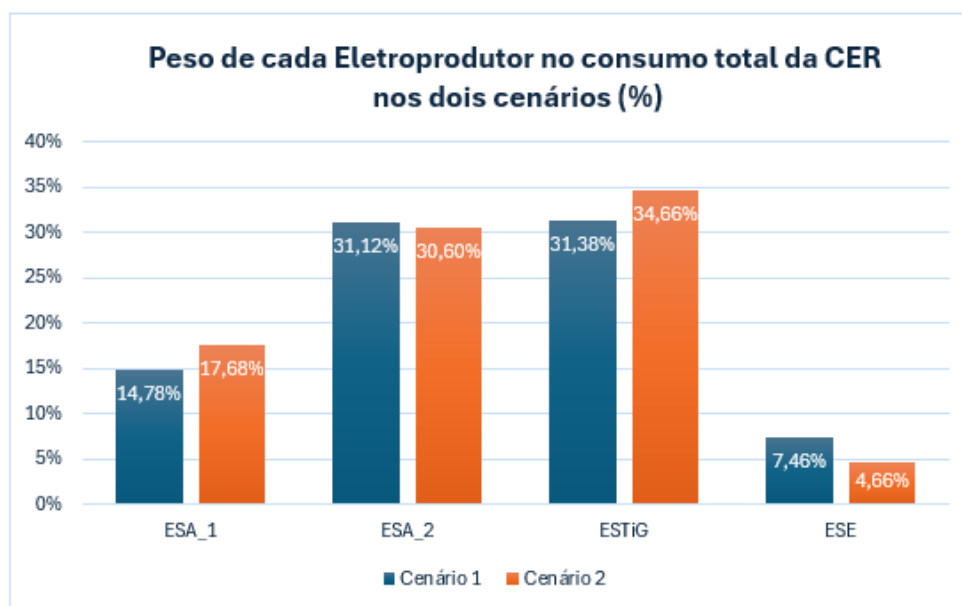


Figura 25 - Peso de cada CPE de MT no consumo total da CER nos 2 cenários

Considerando o peso dos CPEs de MT no consumo do IPB e o perfil de utilização e as limitações físicas das coberturas de outros edifícios (CPEs), optou-se por dimensionar a geração fotovoltaica apenas nos CPEs de MT. Assim, a partir do peso relativo de cada CPE de média tensão como mostra a Figura 26, e sabendo a potência total a ser instalada

na CER (500 kW), foi determinada a potência a ser instalada em cada UPAC para os dois casos em estudo, conforme ilustrado na Tabela 3.

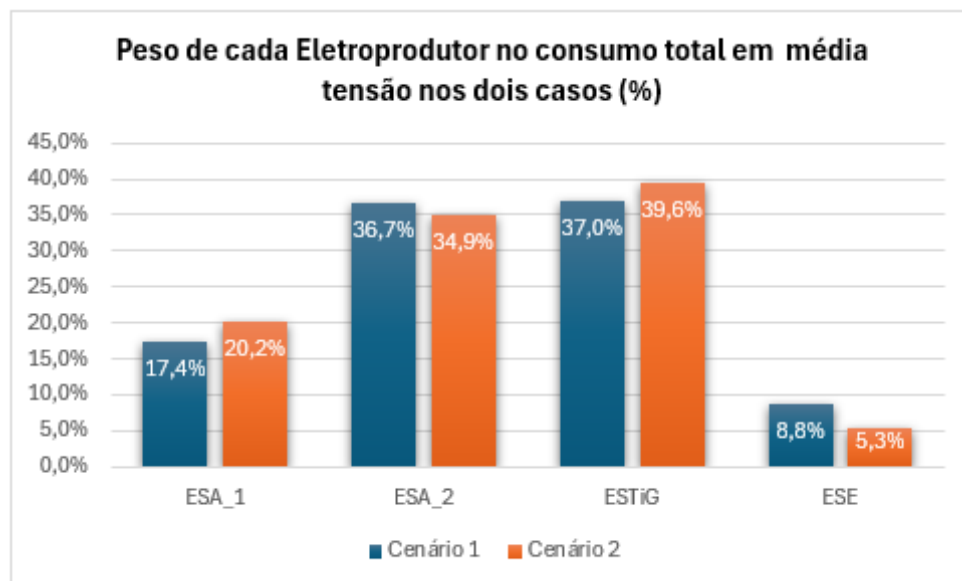


Figura 26 - Peso de cada CPE de MT no consumo total em MT nos 2 cenários

Tabela 3 – Referência de potência de pico a ser instalada em cada UPAC

Potencia a instalar em cada cenário		
Eletroprodutor	Cenário 1 (KWp)	Cenário 2 (KWp)
ESA_PT1	88 (17,4%)	102 (20,2%)
ESA_PT2	185 (36,7%)	176 (34,9%)
ESTiG	187 (37,0%)	200 (39,6%)
ESE	44 (8,8%)	27 (5,3%)

Sabendo que a orientação e a inclinação dos módulos têm grande impacto nos resultados de conversão de energia, ambos os casos de dimensionamento seguiram à risca os mesmos parâmetros de inclinação e orientação. Assim adotou-se uma inclinação de 35° graus com orientação a Sul e azimute de zero graus.

3.3.1. Análise dos casos de dimensionamento para melhorar o autoconsumo

Depois de se ter feito uma análise criteriosa dos consumos de energia em toda a comunidade de energia renovável do IPB, de modo a ter uma tomada de decisão mais acertada em termos da potência de pico a instalar em cada CPE de MT, prosseguiu-se com o dimensionamento das UPACs para ambos os casos em estudo.

Para fazer os dimensionamentos foi utilizado o software PVSyst. Com este *software* e para a localização, inclinação e orientação dos módulos, foi calculada a produção horária

correspondente e, por fim, foi gerado um ficheiro Excel com a produção de cada eletroprodutor hora em hora. Devido à necessidade de comparação entre o consumo e a produção de cada eletroprodutor, a cada 15 minutos, os dados de geração foram extrapolados para períodos de 15 minutos, considerando que a radiação se mantém constante durante uma hora. Deste modo, o ficheiro original, com dados da geração de hora em hora, foi convertido para um novo, com dados de 15 em 15 minutos, por ser esse o período relativo ao consumo.

Essa conversão, feita em Excel, gera um erro que se pode desprezar, sobretudo nos dias de sol limpo, uma vez que o erro cometido no lado ascendente da curva de radiação (antes das 12h) é compensado pelo erro introduzido no lado descendente da curva (depois das 12h). Isto acontece porque a curva é, em dias de céu limpo, monotónicamente crescente durante a manhã e monotónicamente decrescente durante a tarde. Porém, esse erro pode ser mais significativo em dias mais nublados, quando a curva de radiação solar é mais irregular.

O local de instalação dos módulos fotovoltaicos serão as coberturas dos edifícios, e esse será um ponto a ter em consideração devido a algumas coberturas não disporem de muito espaço, com sistemas de impermeabilização envelhecidos, bem como algumas restrições estruturais. Os restantes equipamentos, nomeadamente inversores e quadros elétricos serão instalados no interior dos mesmos.

Analisando caso a caso pode-se ver na Figura 27, que o maior impacto entre os dois cenários acontece no centro eletroprodutor da ESE, tendo assim uma diminuição de 13% do excedente de energia do cenário 1 para o cenário 2. Porém, o peso da potência a ser instalada na ESE nos dois cenários representa 8,8% e 5,3% respetivamente, o que não materializa esta diminuição em impactos no excedente total dos quatro eletroprodutores.

Pode perceber-se pela análise da tabela 4, que ambos os casos têm valores aproximados e com uma diferença na quota de autoconsumo total dos 4 eletroprodutores de apenas 1%. Assim, o caso que se destaca mais é o de referência do consumo total anual.

Esse destaca-se principalmente por razões técnicas da instalação, uma vez que, a ESTiG é um dos CPE com maior peso no consumo total da CER. No caso de consumo diurno no verão o seu peso no consumo aumenta ainda mais, o que cria uma problemática de espaço para instalação dos módulos. Por outro lado, a ESE, que possui muita disponibilidade de espaço para instalação dos módulos diminui o seu peso no consumo diurno no verão.

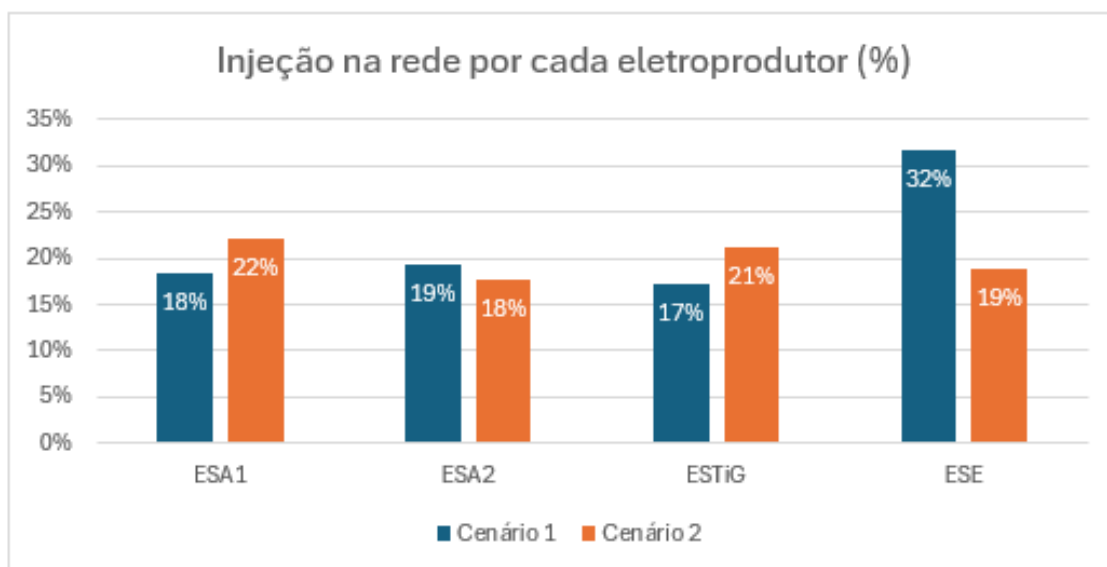


Figura 27 - Excedente de energia dos eletroprodutores nos 2 cenários de estudo.

Tabela 4 - Tabela de comparação dos casos de dimensionamento

CER	Produção (MWh)		Excedente (MWh)		Quota de autoconsumo (%)	
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 1	Cenário 2
ESA_1	147,187	161,240	26,944	35,685	82%	78%
ESA_2	295,422	277,519	57,335	49,208	81%	82%
ESTiG	295,422	328,179	50,759	69,278	83%	79%
ESE	71,691	42,997	22,746	8,151	68%	81%
Total	809,722	809,935	157,783	162,322	81%	80%

Com base nos resultados dos dois cenários e considerando os aspectos técnicos e construtivos, optou-se pelo cenário 1 que tem como referência o consumo total anual. Sendo assim, os pontos seguintes abordam apenas esse caso.

3.4. Centros eletroprodutores

Como já mencionado anteriormente, os centros eletroprodutores serão distribuídos pelos CPEs de média tensão (ESA_PT1, ESA_PT2, ESTiG e ESE) e irão produzir energia elétrica por meio da tecnologia solar fotovoltaica.

Essa tecnologia permite que os módulos fotovoltaicos instalados nas coberturas dos edifícios absorvam a radiação solar, convertendo-a em energia elétrica em corrente contínua. Os módulos são ligados em série, formando fileiras de módulos que, por sua vez, serão ligadas em paralelo, nos inversores, os quais irão maximizar a potência disponível nos módulos (CC) e injetá-la na RESP (CA).

A escolha dos inversores preenche uma série de requisitos, garantindo um bom funcionamento e condições de segurança dos equipamentos, sempre respeitando os limites inferior e superior de tensão admitidos.

O dimensionamento deve proporcionar uma combinação perfeita entre os inversores e os módulos. Essa combinação deve ser feita considerando a curva de eficiência dos inversores e ajustando o número de módulos em série, bem como os seus parâmetros, para obter uma tensão no ponto de potência máxima (V_{mpp}) dentro da gama de tensão que proporciona maior eficiência de conversão de energia dos inversores. Como exemplo, considerando os inversores, cujas curvas de eficiência são apresentadas na Figura 28, a tensão das fileiras (DC) de ser próxima dos 720 V. As características técnicas dos inversores encontram-se nos anexos (F, G e H).

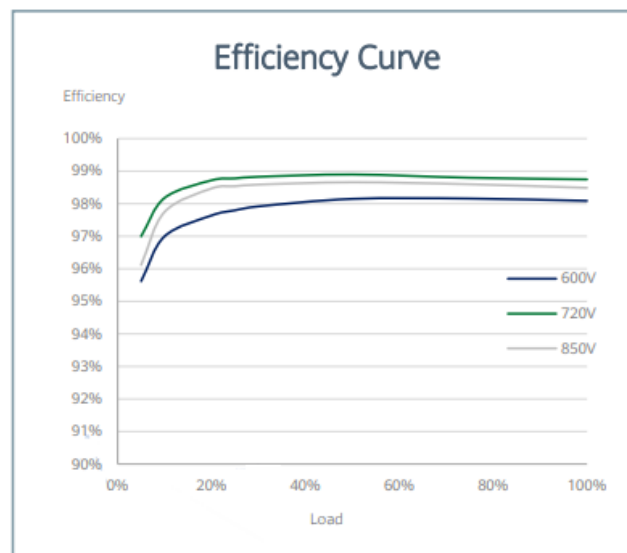


Figura 28 - Curva de eficiência de inversores utilizados no dimensionamento [15].

A distribuição dos módulos, de forma a evitar o sombreamento entre eles, é de extrema importância para o aproveitamento máximo do potencial do sistema, como mostra a Figura 29. Para isso, deve ser feito um cálculo para determinar o espaçamento ideal entre as fileiras.

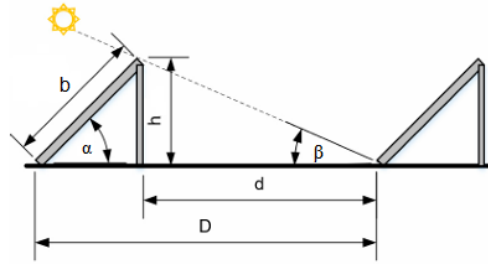


Figura 29 - Distancia entre fileiras dos módulos, Adaptada [16].

Considerando que a distribuição dos módulos será feita num plano horizontal, deve-se utilizar a seguinte expressão para o cálculo:

$$D = b \times \left(\cos \alpha + \frac{\text{sen } \alpha}{\text{tg } \beta} \right) \quad (1)$$

Onde:

- D: Afastamento entre as fileiras de módulos;
- b: comprimento/largura (consoante a posição vertical/horizontal) dos módulos fotovoltaicos;
- h: altura;
- β : ângulo corresponde à menor das alturas máximas diárias do sol;
- α : ângulo de inclinação dos módulos.

Para se definir o ângulo correspondente ao menor valor da altura solar máxima, é necessário avaliar o perfil do horizonte do local em estudo, neste caso o *Campus* de Santa Apolónia, Bragança, Portugal. Conforme se conclui da análise da Figura 30, a menor altura solar ocorre no dia 22 de dezembro e apresenta um ângulo aproximadamente de 25° com azimute zero.

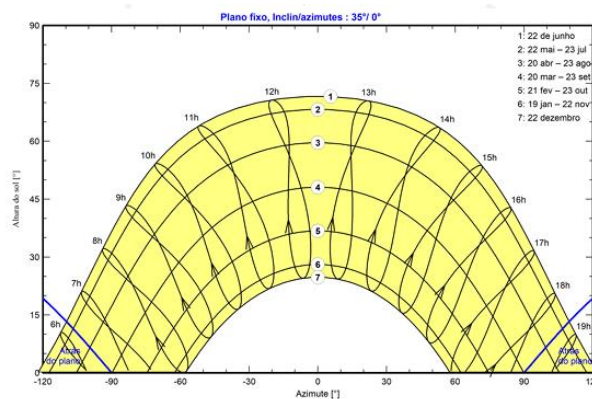


Figura 30 - Perfil horizontal de Santa Apolónia [17].

Com isso, torna-se possível a elaboração do cálculo de distanciamento entre as fileiras dos módulos, que resulta no seguinte valor:

$$D = 1,136 \times \left(\cos 35 + \frac{\text{sen}35}{\text{tg}25} \right) = 2,33\text{m}$$

O espaçamento necessário entre fileiras de módulos para evitar sombreamento entre si é de 2,33 metros.

O sistema fotovoltaico da CER do IPB está caracterizado, no seu conjunto, na Tabela 5.

Tabela 5 - Tabela resumo dos principais itens da CER

Características Técnicas	Módulos Fotovoltaicos	Inversores
Marca	JA Solar	Huawei Technologies
Modelo	JAM78-S30-600-MR	SUN2000-60kTL-M0 SUN2000-50kTL-JPM1 SUN2000-30kTL-M3
Tecnologia	Monocristalina	----
Potência Total CER	504 kWp	499,9 kW
Potência Unitária	600 Wp	60 kW / 49,9 kW / 30 kW
Número Total	840	11 (5x30kW, 1x50kW, 5x60kW)
Inclinação	35°	----
Orientação	Sul	----
Azimute	0°	----

3.4.1. Centro eletroprodutor ESA_1

O centro eletroprodutor a ligar ao posto de transformação (PT) ESA_1 encontra-se associado à instalação de utilização com o CPE PT0002000070173978BS. Os módulos fotovoltaicos serão distribuídos pelo edifício do *Hangar*, como ilustra a Figura 31, embora ainda existam algumas dúvidas sobre o local de instalação desses módulos, devido à presença de amianto no material da cobertura e à orientação desfavorável, de outros edifícios, para a produção fotovoltaica.

Esta instalação de utilização apresenta um consumo total anual equivalente a 14,78% do consumo total da comunidade de energia e 17,4 % no consumo dos CPEs de MT. De acordo com o dimensionamento efetuado, este centro eletroprodutor terá 18% da potência total instalada na CER do IPB.

A Tabela 6 apresenta um resumo dos principais itens do centro eletroprodutor da ESA_1

Tabela 6 - Características do centro eletroprodutor ESA_1

Centro electroprodutor ESA_1	Modulos	Inversor
Quantidade	153	3
Potência Unitária	600 Wp	30 kW
Potência Total	91,8 kWp	90 kW
Número de MPPT	----	4 MPPT * 3 Inv
MPPT utilizados	----	9
Tensão de funcionamento	----	200 - 1000 V
String	9 string * 17 módulos	----
Pmpp	83,8 kWp	----
Vmpp	692 V	----
Impp	121 A	----
Rácio		1,02

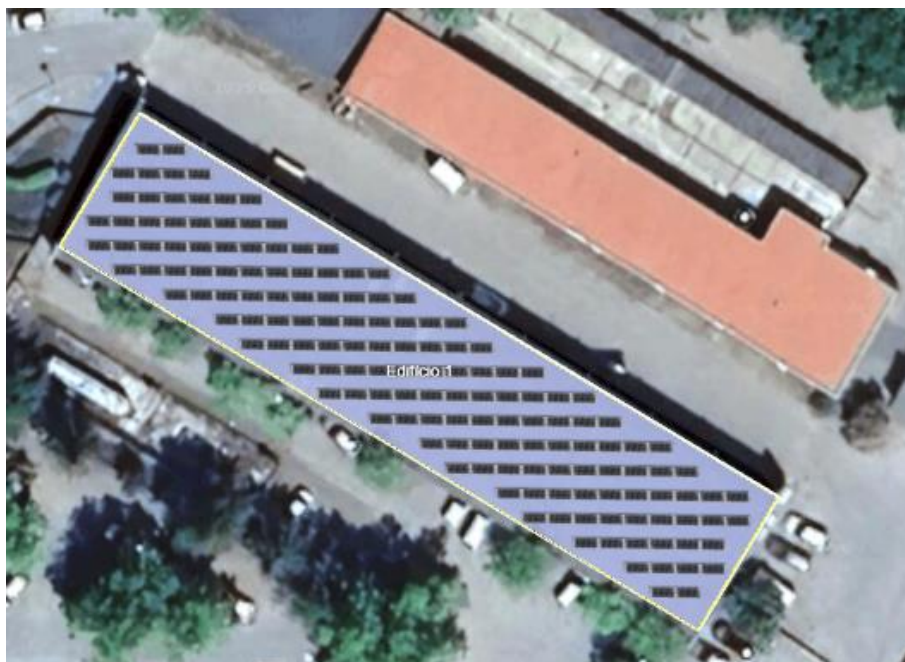


Figura 31 - Disposição dos módulos no edifício da Hangar, Adaptada [18].

A configuração dos módulos bem como o ponto de ligação da UPAC está representada em um esquema unifilar, como ilustra na Figura 32.

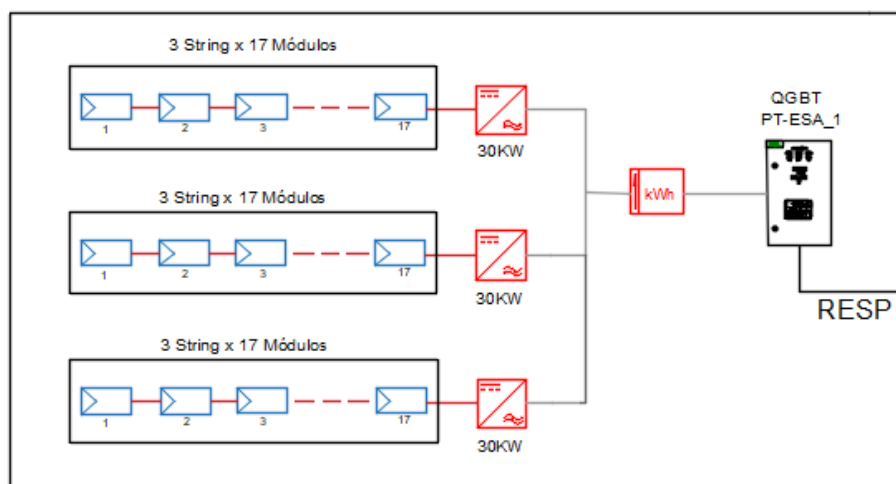


Figura 32 - Esquema unifilar da UPAC ESA_1

3.4.2. Centro eletroprodutor ESA_2

O centro eletroprodutor a ligar ao PT ESA_2 está associado à instalação de utilização com o CPE PT0002000070173989NA. Para aliviar um pouco a carga no cabo que alimenta os edifícios dos Serviços de Ação Social a partir do edifício principal da ESA, optou-se por distribuir os módulos fotovoltaicos entre o edifício principal da ESA e o edifício da Cantina, como ilustra a Figura 33 e 34.

Esta distribuição dos módulos exige a utilização de dois contadores de energia, uma em cada UPAC, uma vez que, serão instalados em diferentes edifícios e toda a energia produzida pelas UPACs precisa de ser medida.

Esta instalação de utilização apresenta um consumo total anual equivalente a 31,12% do consumo total da comunidade de energia e 36,7% no consumo dos CPEs de média tensão. Assim, propõe-se instalar 36,5% da potência total a instalar na CER do IPB.

A Tabela 7 apresenta um resumo dos principais itens do centro eletroprodutor da ESA_2.

Tabela 7 - Características do centro eletroprodutor ESA_2

Centro electroprodutor ESA_2	Modulos	Inversor
Quantidade	306	3
Potência Unitária	600 Wp	60 kW
Potência Total	184 kWp	180 kW
Número de MPPT	----	6 MPPT * 3 Inv
MPPT utilizados	----	18
Tensão de funcionamento	----	200 - 1000 V
String	18 string * 17 módulos	----
Pmpp	168 kWp	----
Vmpp	692 V	----
Impp	242 A	----
Rácio		1,02



Figura 33 - Disposição dos módulos no edifício principal da ESA, Adaptada [18].



Figura 34 - Disposição dos módulos no edifício da Cantina, Adaptada [18].

A configuração dos módulos bem como o ponto de ligação das UPACs está representada em um esquema unifilar, como ilustra na Figura 35.

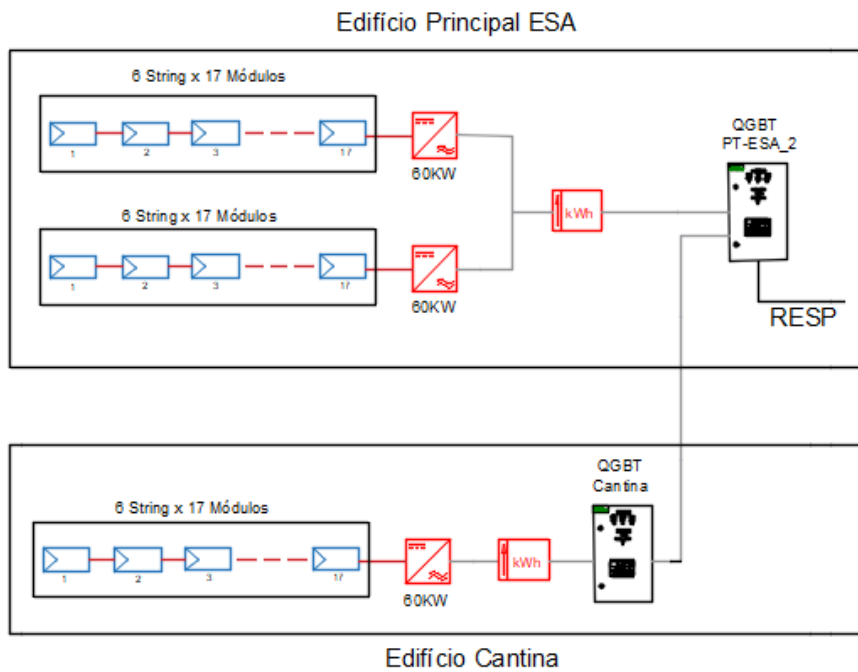


Figura 35 - Esquema unifilar da UPAC ESA_2

3.4.3. Centro eletroprodutor ESTiG

O centro eletroprodutor da ESTiG está associado à instalação de utilização com o CPE PT0002000070173991NM. Os módulos fotovoltaicos serão distribuídos pela cobertura da edificação, como ilustra a Figura 36. Para minimizar ao máximo as perdas por sombreamento, devido às platibandas do edifício serem altas, parte do sistema fotovoltaico foi deslocado para a cobertura da biblioteca. No entanto, existe um vão que carece de um parecer técnico sobre a estrutura do mesmo para garantir que suporta os módulos. Esse sistema, por condições técnicas, será ligado ao quadro de alimentação da biblioteca. Tal requer um inversor separado para essa produção, bem como um contador de energia, formando, assim, dois centros eletroprodutores (2 UPACs) na ESTiG.

Esta instalação de utilização apresenta um consumo anual equivalente a 31,38% do consumo total da CER do IPB e 37% no consumo dos CPEs de média tensão. Por essa razão, este centro eletroprodutor representará um peso de 36,5% da potência total a instalar na comunidade de energia.

A Tabela 8 apresenta um resumo dos principais itens do centro eletroprodutor da ESTiG.

Tabela 8 - Características do centro eletroprodutor ESTiG

Centro electroprodutor ESTiG	Modulos	Inversor
Quantidade	306	4
Potência Unitária	600 Wp	2*60 kW 2*30 kW
Potência Total	184 kWp	180 kW
Número de MPPT	----	6 MPPT/60kW 4 MPPT/30kW
MPPT utilizados	----	20
Tensão de funcionamento	----	200 - 1000 V
String	12 string * 17 módulos 2 string * 14 módulos 2 string * 13 módulos 4 string * 12 módulos	----
Pmpp	168 kWp	----
Vmpp	692 V	----
Impp	242 A	----
Rácio		1,02



Figura 36 - Disposição dos módulos no edifício da ESTiG, Adaptada [18].

A configuração dos módulos bem como o ponto de ligação das UPACs está representada em um esquema unifilar, como ilustra na Figura 37.

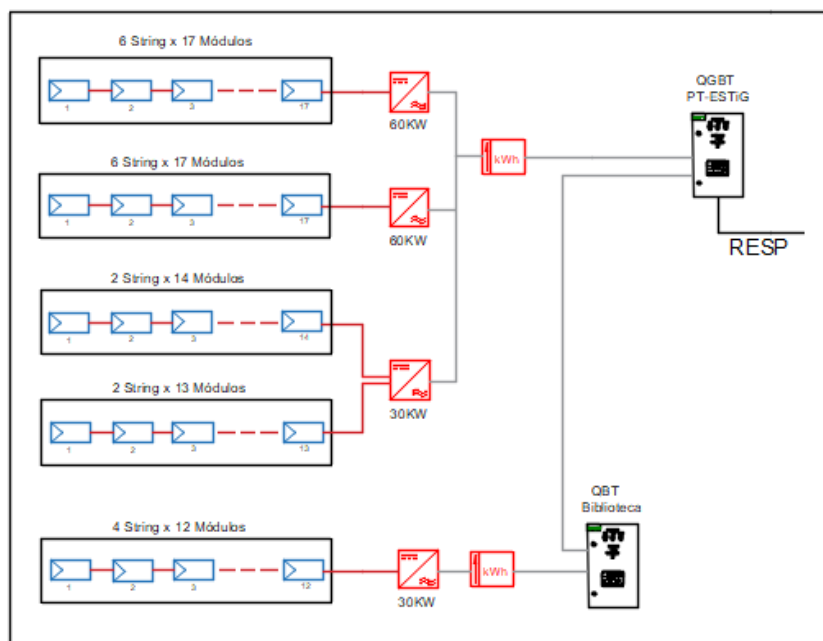


Figura 37 - Esquema unifilar da UPAC ESTiG

3.4.4. Centro eletroprodutor ESE

O centro eletroprodutor da ESE está associado à instalação de utilização com o CPE PT0002000078435534HV. Os módulos fotovoltaicos serão distribuídos pela cobertura deste edifício, como ilustra a Figura 38.

Esta instalação de utilização apresenta um consumo anual equivalente a 7,46% no consumo total da CER do IPB e 8,8% no consumo dos CPEs de média tensão. Este centro eletroprodutor representará um peso de 9% da potência total instalada na comunidade de energia.

A Tabela 9 apresenta um resumo dos principais itens do centro eletroprodutor da ESE.

Tabela 9 - Características do centro eletroprodutor ESE

Centro electroprodutor ESE	Modulos	Inversor
Quantidade	75	1
Potência Unitária	600 Wp	49,9 kW
Potência Total	45 kWp	41,6 kW
Número de MPPT	----	6
MPPT utilizados	----	5
Tensão de funcionamento	----	200 - 1000 V
String	5 string * 15 módulos	----
Pmpp	41,1 kWp	----
Vmpp	610 V	----
Impp	67 A	----
Rácio		0,90



Figura 38 - Disposição dos módulos no edifício da ESE, Adaptada [18].

A configuração dos módulos bem como o ponto de ligação das UPACs está representada em um esquema unifilar, como ilustra na Figura 39.

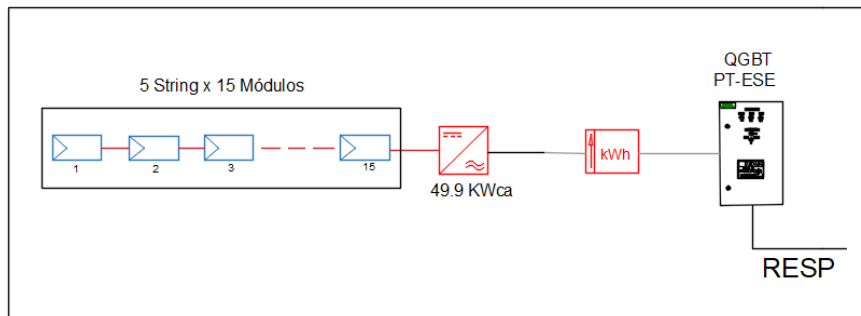


Figura 39 - Esquema unifilar da UPAC ESE

3.5. Definição das chaves de partilha

A definição das chaves de partilha numa comunidade de energia renovável é de elevada importância e pode ser feita de diferentes modos dependendo de vários fatores, como por exemplo o peso da contribuição de cada elemento da CER no custo total da instalação. Essa distribuição da energia produzida, pelos membros da comunidade, pode ditar a viabilidade do projeto.

Para o caso em estudo do IPB, onde a comunidade pertence exclusivamente à instituição IPB, a escolha do modo de partilha tem por objetivo aproveitar o máximo da energia

produzida, bem como criar grupos capazes de aproveitar, prioritariamente, a energia nos pontos de consumo com o preço mais elevado.

A chave de partilha, proposta neste trabalho, é a do modelo hierárquico desenvolvido pela E-REDES, utilizando coeficientes proporcionais no modo de partilha dos grupos e entre os grupos, visto que, o principal objetivo desta comunidade é aproveitar, ao máximo, a energia produzida e evitando assim, desperdícios que poderiam ser gerados na utilização de coeficientes fixos. Dessa forma, são propostos quatro grupos distintos, cada um constituído por um eletroprodutor/consumidor (ligado em MT) e pelo menos um consumidor de baixa tensão normal (BTN), (onde o valor por kWh é mais alto). Deste modo, sempre que houver excedente de energia, numa primeira iteração, ele seja consumido prioritariamente por um BTN. Numa segunda iteração, e apenas quando houver excedente do grupo, essa energia será distribuída por todos os CPEs onde ainda persista saldo de consumo.

A Tabela 10 representa a constituição dos grupos.

Tabela 10 - Constituição dos grupos

Grupo A	Grupo B	Grupo C	Grupo D
ESA_1 (MT)	ESA_2 (MT)	ESTiG (MT)	ESSE (MT)
Dómus_1 (BTE)	Dómus_2 (BTE)	ESSa (BTE)	Dómus_3 (BTE)
Pousadinha (BTN)	Gulbenkian (BTN)	Estufas (BTN)	V.S.J.B (BTN)
----	Polidesportivo_2 (BTE)	Polidesportivo_1 (BTN)	----

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Após a realização dos diferentes dimensionamentos no *software* PVSyst e a obtenção dos dados hora a hora, prosseguiu-se com a conversão para intervalos de 15 minutos no Excel. Somente após essa conversão, os valores foram comparados com o consumo do respectivo centro eletroprodutor, permitindo a obtenção de resultados mais fiáveis, visto que, o excedente de potência fotovoltaica passa a ser contabilizado em períodos de 15 minutos, tal como o consumo. Assim, caso a potência total de consumo da CER seja inferior à potência fotovoltaica, nesse período de 15 minutos, esse excedente não é debitado em outros períodos de 15 minutos em que a produção seja inferior ao consumo.

Assim, após a realização dessas comparações entre a potência consumida e a potência fotovoltaica produzida de cada eletroprodutor, a cada 15 minutos, ao longo do ano, foram obtidos os resultados.

A Tabela 11 apresenta um resumo do centro eletroprodutor ESA_PT1. A partir dos valores totais anuais, observa-se que, ao fim de um ano, haverá um excedente de energia de 18%, o que significa que 82% da energia produzida é autoconsumida. Isso resulta em uma taxa de autoconsumo de 32.5% em todo o consumo referente ao PT1 da ESA.

Tabela 11 - Tabela Resumo do eletroprodutor ESA_1

ESA_1	Consumo (kWh)	Produção (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Excedente (kWh)
Janeiro	38536	8000	7551	449
Fevereiro	33048	10777	9281	1496
Março	31347	12520	10248	2272
Abril	26169	13900	10538	3362
Mai	27954	15260	12189	3071
Junho	27160	15600	12168	3432
Julho	33461	15560	13529	2031
Agosto	30316	16330	13050	3280
Setembro	28737	14930	11343	3587
Outubro	29697	11210	9373	1837
Novembro	32265	6950	6174	776
Dezembro	32202	6150	4800	1350
Total	370890	147187	120243	26944

A Tabela 12 apresenta um resumo do eletroprodutor ESA_PT2. A partir dos valores totais anuais, observa-se que, ao fim de um ano, ele terá uma média de excedente de energia de

19%, o que significa que 81% da energia produzida é autoconsumida. Isso resulta em uma taxa de autoconsumo de 30.6% em todo o consumo referente ao PT2 da ESA.

Tabela 12 - Tabela Resumo do eletroprodutor ESA_2

ESA_2	Consumo (kWh)	Produção (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Excedente (kWh)
Janeiro	80005	14980	13787	1193
Fevereiro	70730	21472	18457	3015
Março	70704	25120	21102	4018
Abril	66419	27900	24000	3900
Mai	68765	30650	26416	4234
Junho	62071	31340	25654	5686
Julho	59003	31080	24577	6503
Agosto	37663	32800	17353	15447
Setembro	57446	29980	22779	7201
Outubro	72149	20730	18988	1742
Novembro	70915	15170	14209	961
Dezembro	65076	14200	10765	3435
Total	780944	295422	238087	57335

A Tabela 13 apresenta um resumo do centro eletroprodutor ESTiG. A partir dos valores totais anuais, observa-se que, ao fim de um ano, ele terá uma média de excedente de energia de 17%, o que significa que 83% da energia produzida é autoconsumida. Isso resulta em uma taxa de autoconsumo de 31% em todo o consumo referente ao PT da ESTiG.

Tabela 13 - Tabela Resumo do eletroprodutor ESTiG

ESTiG	Consumo (kWh)	Produção (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Excedente (kWh)
Janeiro	77266	14980	13932	1048
Fevereiro	67821	21472	18731	2741
Março	68504	25120	21128	3992
Abril	64335	27900	23445	4455
Mai	66902	30650	26020	4630
Junho	59803	31340	25023	6317
Julho	64988	31080	25992	5088
Agosto	56959	32800	23902	8898
Setembro	58187	29980	22795	7185
Outubro	67798	20730	18242	2488
Novembro	68476	15170	13997	1173
Dezembro	66495	14200	11457	2743
Total	787534	295422	244663	50759

A Tabela 14 apresenta um resumo do centro eletroprodutor ESE. A partir dos valores totais anuais, observa-se que, ao fim de um ano ele terá uma média de excedente de energia de 32%, o que significa que 68% da energia produzida é autoconsumida. Isso resulta em uma taxa de autoconsumo de 26% em todo o consumo referente ao PT da ESE.

Tabela 14 - Tabela Resumo do eletroprodutor ESE

ESE	Consumo (kWh)	Produção (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Excedente (kWh)
Janeiro	22659	3925	3614	311
Fevereiro	18016	5243	4256	987
Março	19067	5660	4605	1055
Abril	16164	6807	5161	1646
Mai	16883	7477	5746	1731
Junho	12199	6881	4477	2404
Julho	9992	8322	4183	4139
Agosto	7512	8008	2574	5434
Setembro	10554	6705	3787	2918
Outubro	15582	5493	4505	988
Novembro	18818	3702	3316	386
Dezembro	19827	3468	2721	747
Total	187272	71691	48945	22746

Por ser uma comunidade de energia renovável, parte do excedente de energia que é injetado na rede será debitado nas outras instalações de consumo pertencentes a essa mesma comunidade, como ilustra a Tabela 15. Isso permite uma diminuição de excedente de energia da CER tornando, assim, esses projetos economicamente mais viáveis, mesmo que esse fluxo de energia que circula na rede pública tenha um custo à utilização RESP.

Tabela 15 - Tabela Resumo da CER

	Consumo, Produção, Autoconsumo e Excedente IPB (kWh)					
	Cons. Total	Cons. MT	Produção	Autoconsumo	Excedente eletroprod.	Excedente CER
Janeiro	266587	218466	41885	40282	3002	1603
Fevereiro	230955	189614	58964	53679	8239	5285
Março	229487	189621	68420	61145	11337	7275
Abril	205523	173086	76507	67979	13364	8528
Mai	212185	180504	84037	74857	13666	9180
Junho	185260	161232	85161	72600	17838	12561
Julho	189837	167443	86042	74874	17761	11168
Agosto	147761	132450	89938	63630	33058	26308
Setembro	175227	154924	81595	65374	20892	16221
Outubro	214855	185226	58163	53962	7055	4201
Novembro	225473	190474	40992	39133	3297	1859
Dezembro	226495	183600	38018	32613	8275	5405
Total Anual	2509644	2126640	809722	700128	157783	109594

A percentagem média anual de excedente de energia dos quatro centros eletroprodutores é de 19,5%. Ao incluir o consumo de todas as instalações de utilização, esse excedente de energia cai para uma média anual de 13,5%, ficando a CER com uma taxa de autoconsumo de 27.9% referente ao consumo total.

Da análise do gráfico da Figura 40, verifica-se que há um excedente maior de energia no período de verão, principalmente no mês de agosto, o que era expectável, porque no verão há uma maior radiação solar e, em contrapartida, o consumo é menor. De realçar que no mês de agosto a maioria das instalações se encontram fechadas devido ao período de férias. Já no inverno, o excedente é baixíssimo representando basicamente os dias de fins de semana ou feriados onde o consumo assume um perfil distinto dos dias úteis.

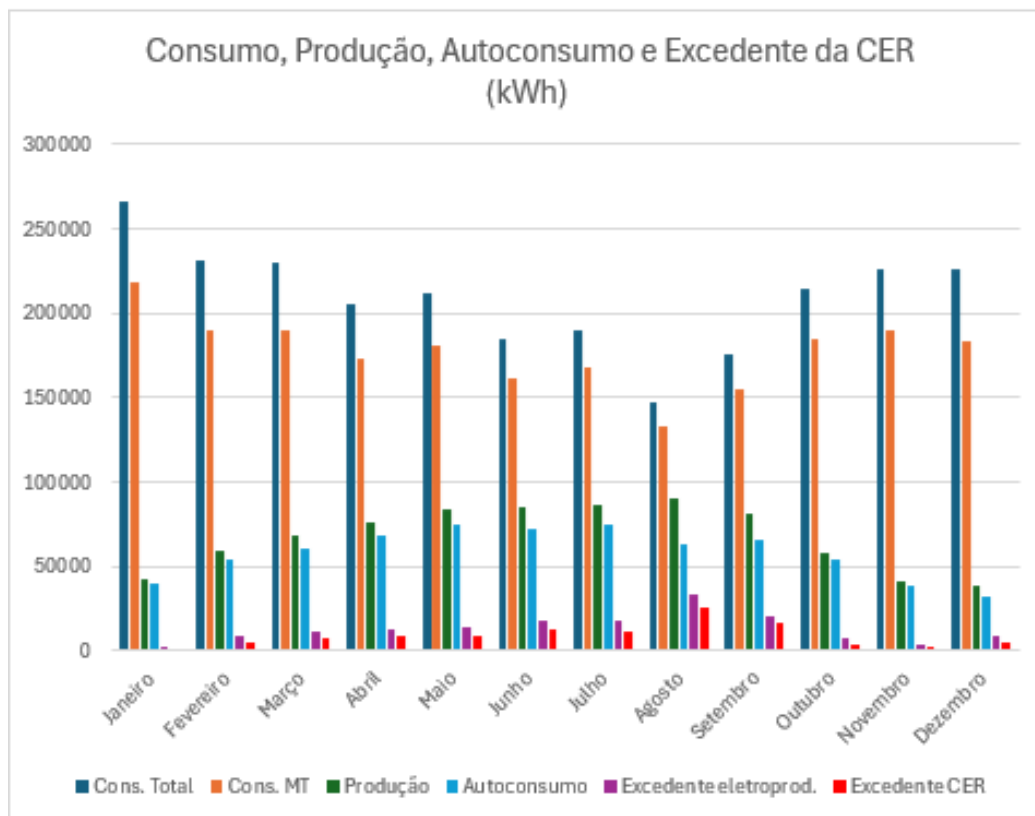


Figura 40 - Consumo, produção, autoconsumo e excedente da CER ao longo do ano.

4.1. Discussão

Em suma, este trabalho demonstrou que as comunidades de energia renovável contribuem para uma maior dinâmica para os projetos de autoconsumo, assumindo um papel importante na transição energética. A análise detalhada do projeto revelou benefícios significativos, como a diminuição do excedente de energia, a possibilidade de produzir

em locais diferentes dos locais de consumo bem como trazer ao autoconsumidor uma maior independência energética.

A definição dos locais de instalação das UPACs bem como a determinação das chaves de partilha, constitui um fator essencial para garantir o funcionamento adequado e maximização do aproveitamento da energia produzida. Nesse sentido, o projeto apresenta desafios práticos, tais como: limitações de espaços nas coberturas de alguns eletroprodutores; orientação não coincidente com o Sul; restrições estruturais (coberturas com 30 anos e com patologias de infiltrações, telas de impermeabilização próximas do fim de vida útil e telhados com amianto).

Embora a tese tenha definido os centros eletroprodutores e os locais de instalação dos módulos fotovoltaicos, as limitações identificadas tornam o projeto flexível a ajustes durante a fase de execução, o que pode resultar em um aumento dos custos de implementação.

5. CONCLUSÃO

A presente dissertação teve como principal objetivo a caracterização, análise e proposta de gestão energética de uma Comunidade de Energia Renovável (CER) a ser desenvolvida no Instituto Politécnico de Bragança (IPB), no âmbito de uma candidatura aprovada no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR). Este trabalho abordou, de forma integrada, os aspetos técnicos, regulamentares e estratégicos associados à criação e operacionalização de uma CER, com foco a maximização do autoconsumo coletivo e a eficiência da utilização da energia fotovoltaica.

Foi realizada uma caracterização energética detalhada das 14 instalações pertencentes à CER do IPB, distribuídas por contratos de 4 CPEs de média tensão, 5 CPEs de baixa tensão especial e 5 CPEs de baixa tensão normal. Uma análise aprofundada dos perfis de consumo (15 em 15 minutos), foi crucial para o dimensionamento eficaz das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPACs), com uma potência total de 500 kW, que encontram distribuídas estrategicamente pelos contratos de media tensão (ESA_1, ESA_2, ESTiG e ESE) de acordo com o peso de consumo de cada um desses CPE relativamente ao consumo total da média tensão, ou seja, 17%, 37%, 37% e 9%, respetivamente.

Por meio de simulações realizadas no *software* especializado PVSyst e da definição de diferentes cenários, foram comparadas diversas estratégias de instalação e distribuição de potência, tendo-se verificado que o cenário baseado no consumo anual agregado proporciona um melhor equilíbrio técnico e operacional.

A distribuição do excedente de energia baseado num modelo de partilha hierárquico, com coeficientes proporcionais ao consumo, mostrou-se eficaz para aumentar o grau de autoconsumo e reduzir os excedentes da CER. Esta estratégia, associada à seleção criteriosa das localizações para as UPACs, evidenciou a importância da gestão inteligente da energia em comunidades deste tipo.

Entre os principais benefícios identificados destacam-se a redução significativa da fatura energética da instituição (em 25%), a diminuição da dependência da energia proveniente da rede pública (em 28%), o incentivo ao uso de fontes renováveis e o cumprimento de metas de sustentabilidade estabelecidas por diretivas europeias e nacionais. No entanto, o trabalho também revelou desafios estruturais, tais como limitações físicas nas

coberturas para a instalação dos módulos fotovoltaicos e eventuais custos acrescidos na fase de execução.

Em síntese, este estudo reforça a importância das comunidades de energia renovável no contexto da transição energética e demonstra, por meio do caso do IPB, a viabilidade de conjugar inovação tecnológica, compromisso institucional e gestão eficiente para criação de soluções energéticas sustentáveis, replicáveis e economicamente viáveis.

5.1. Trabalhos Futuros

Com base nos resultados obtidos e nas limitações identificadas ao longo deste estudo, apresentam-se as seguintes recomendações para futuras implementações e investigações relacionadas com Comunidades de Energia Renovável no contexto do IPB e em outras instituições:

- **Revisão e manutenção das infraestruturas existentes**

Recomenda-se uma avaliação estrutural detalhada e, sempre que necessário, a reabilitação de coberturas e instalações elétricas, para garantir a segurança e viabilidade da instalação dos sistemas fotovoltaicos.

- **Incorporação de sistemas de armazenamento de energia**

A introdução de baterias pode contribuir significativamente para a redução dos excedentes injetados na rede, especialmente em períodos de menor consumo, e para o aumento da taxa de autoconsumo.

- **Exploração de partilhas dinâmicas inteligentes**

A adoção de partilhas dinâmicas com base em algoritmos inteligentes poderá permitir uma gestão mais eficiente da energia, adaptando-se em tempo real às necessidades dos consumidores.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **Agência para o Investimento e Comércio Externo de Portugal (AICEP)** - Transição Energética. [Em linha]. [Consulta. 10/04/2025]. Disponível em <https://www.portugalglobal.pt/internacionalizacao/sustentabilidade/temas/transicao-energetica/#ch1>.
- [2] **International Renewable Energy Agency (IRENA)** - World Energy Transitions Outlook – 1.5 °C Pathway. [Em linha]. (2021). [Consulta. 07/04/2025]. Disponível em <https://h2mex.org/elements/projects/>.
- [3] **República Portuguesa** - Plano Nacional Energia-Clima 2030. [Em linha]. (maio de 2019). [Consulta. 08/04/2025]. Disponível em <https://participa.pt/pt/consulta/plano-nacional-de-energia-e-clima-2030>.
- [4] **República Portuguesa** - Programa XXIV Governo Constitucional. [Em linha]. (abril de 2024). [Consulta. 08/04/2025]. Disponível em <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc24/governo/programa-do-governo>.
- [5] **Agência para a Energia (ADENE)** - Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável - Guia Legislativo. [Em linha]. (novembro de 2022). [Consulta. 07/12/2024]. Disponível em <https://www.adene.pt/wp-content/uploads/2022/11/Manual-Digital-Autoconsumo-e-Comunidade-de-Energia-Renovavel-Guia-Legislativo.pdf>.
- [6] **E-REDES** - Sessões Técnicas – “Transição Energética... e Agora?”. [Em linha]. (fevereiro de 2024). [Consulta. 08/04/2025]. Disponível em <https://www.ordemosengenheiros.pt/pt/noticias/regiao-sul-recebe-ultima-sessao-tecnica-do-ciclo-transicao-energetica-e-agora/>.
- [7] **Porto Energy Hub** - Autoconsumo Coletivo e Comunidades de Energia. [Em linha]. (fevereiro de 2024). [Consulta. 21/03/2025]. Disponível em <https://portoenergyhub.pt/repositorio/>.
- [8] **Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)** - Casos tipo de aplicação do regulamento do autoconsumo. [Em linha]. [Consulta. 07/12/2024]. Disponível em <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/autoconsumo/>.

- [9] **E-REDES** – Manual de Ligação à Rede Elétrica de Serviço Público – 10ª Edição. [Em linha]. (2021). [Consulta. 13/03/2025]. Disponível em https://provedordocliente.e-redes.pt/Files/PDF/Manual-de-Ligacoes-a-Rede.pdf?utm_source=chatgpt.com.
- [10] **E-REDES** - Autoconsumo Coletivo – Partilha Hierárquica. [Em linha]. (agosto de 2023). [Consulta. 25/03/2025]. Disponível em <https://www.e-redes.pt/pt-pt/modelos-de-partilha-de-energia-em-autoconsumo>.
- [11] **E-REDES** - Autoconsumo Coletivo – Partilha Dinâmica. [Em linha]. (agosto de 2023). [Consulta. 25/03/2025]. Disponível em <https://www.e-redes.pt/pt-pt/modelos-de-partilha-de-energia-em-autoconsumo>.
- [12] **Circutor** – Instalações com autoconsumo e o seu efeito sobre os sistemas de compensação de energia reativa. [Em linha]. (fevereiro de 2025). [Consulta. 16/05/2025]. Disponível em https://circutor.com/pt-pt/artigos/instalacoes-com-autoconsumo-e-o-seu-efeito-sobre-os-sistemas-de-compensacao-de-energia-reativa/?utm_source=chatgpt.com
- [13] **Google Earth** – Google Earth. Versão 10.80.0.1. [Em linha]. [Consulta. 05/03/2025]. Disponível em <https://earth.google.com>.
- [14] **Oliveira, C. G.** (2023). Dissertação de Mestrado em Energias Renováveis e Eficiência Energética – Otimização da Geração Fotovoltaica para Autoconsumo numa Comunidade de Energia. Bragança: Instituto Politécnico de Bragança. [Consulta: 07/02/2025].
- [15] **Huawei** – Huawei. [Em linha]. [Consulta. 22/02/2025]. Disponível em <https://solar.huawei.com/pt/professionals/all-products?residential-smart-pv>.
- [16] **S. C. K. L. et al.** - Time-Dependent Integra on of Solar Thermal Technology in Industrial Processesp. [Em linha]. (março de 2020). [Consulta. 29/04/2025]. Disponível em <https://doi.org/10.3390/su12062322>.
- [17] **PVsystem** - PVsystem software for photovoltaic systems [Software]. Versão 8.0.7. [Em linha]. [Consulta. 24/02/2025]. Disponível em <https://www.pvsyst.com/>.
- [18] **SunnyDesign** – SunnyDesign [Software]. Versão 5.92.1. [Em linha]. [Consulta. 02/04/2025]. Disponível em <https://www.sunnydesignweb.com>.

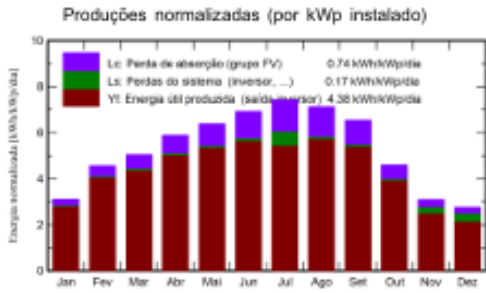


Projeto: CER_IPB_ESA1_Ret
 Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V8.0.7
 VCO, Data da simulação: 18/03/25 22:21
 com V8.0.7

Resultados principais

Produção do sistema
 Energia produzida 146.86 MWh/ano
 Produção específica 1600 kWh/kWplano
 Índice de perf. PR 82.89 %



Balancos e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	Diff-Hor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	54.7	24.98	4.49	96.6	91.7	8.14	8.00	0.902
Fevereiro	82.0	31.56	5.63	127.4	121.2	10.60	10.44	0.892
Março	124.0	53.59	8.69	156.4	147.7	12.72	12.52	0.872
Abril	160.7	63.90	10.82	176.6	166.6	14.13	13.90	0.857
Mai	203.9	73.63	14.90	197.6	185.6	15.53	15.26	0.841
Junho	223.5	69.17	19.39	207.3	194.2	15.89	15.60	0.820
Julho	241.5	54.56	22.13	230.1	216.1	17.30	15.56	0.737
Agosto	209.7	53.00	22.12	220.9	208.0	16.64	16.33	0.805
Setembro	157.9	44.35	18.20	196.5	185.9	15.20	14.93	0.828
Outubro	100.0	38.45	13.25	142.4	134.9	11.41	11.21	0.858
Novembro	58.2	28.09	7.54	92.8	88.1	7.69	6.95	0.816
Dezembro	47.1	21.20	4.83	85.3	81.1	7.20	6.15	0.785
Ano	1663.1	556.48	12.71	1930.0	1821.2	152.47	146.86	0.829

Legendas

- GlobHor Irradiação horizontal total
- Diff-Hor Irradiação difusa horizontal
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Incidência global no plano dos sensores
- GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
- EArray Energia efetiva à saída do grupo
- E_Grid Energia injetada na rede
- PR Índice de performance

Anexo B - Relatório gerado pelo PVSyst (eletroprodutor ESA_2)



PVSyst V8.0.7
VCO, Data da simulação: 18/03/25 23:03
com V8.0.7

Projeto: CER_IPB_ESA2_Ret
Variante: Nova variante da simulação

Parâmetros gerais		
Sistema acoplado à rede	Sem desenho 3D de sombras, sem sombras	
Orientação #1	Configuração dos sheds	Modelos utilizados
Plano fixo	Não há um desenho 3D definido	Transposição Perez
Inclinação/Azimute 35 / 0 °		Difuso Perez, Meteorom Circumsolar separado
Horizonte	Sombras próximas sem sombras	Exigências do consumidor
Sem horizonte		Carga limitada (rede)

Características do grupo FV			
Módulo FV	Generic	Inversor	Generic
Fabricante		Fabricante	
Modelo JAM78-S30-600-MR		Modelo SUN2000-60KTL-M0-480Vac	
(Base de dados original do PVSyst)		(Base de dados original do PVSyst)	
Potência unitária 600 Wp		Potência unitária 60.0 kWca	
Número de módulos FV 306 unidades		Número de inversores 18 * MPPT 17% 3 unidades	
Nominal (STC) 184 kWp		Potência total 180 kWca	
Módulos 18 string x 17 Em série		Tensão de funcionamento 200-1000 V	
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>50°C) 66.0 kWca	
Pmpp 168 kWp		Rácio Pnom (DC:AC) 1.02	
Umpp 692 V		Não há partilha de potência entre MPPTs	
Impp 242 A			
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC) 184 kWp		Potência total 180 kWca	
Total 306 módulos		Número de inversores 3 unidades	
Superfície módulos 855 m²		Rácio Pnom 1.02	

Perdas do grupo			
Perdas sujidade grupo	Fator de perdas térm.	Perdas de cablagem DC	
Fração perdas 3.0 %	Temperatura módulos em função irradiação	Res. global do grupo 47 mΩ	
	Uc (const.) 20.0 W/m²K	Fração perdas 1.5 % em STC	
	Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s		
Perdas diodo série	Perdas de qualidade dos módulos	Perdas dos módulos com mismatch	
Queda de tensão 0.7 V	Fração perdas -0.8 %	Fração perdas 2.0 % no MPP	
Fração perdas 0.1 % em STC			
Fator de perda IAM			
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526			
0°	30°	50°	60°
1.000	0.998	0.981	0.948
			70°
			0.862
			75°
			0.776
			80°
			0.636
			85°
			0.402
			90°
			0.000

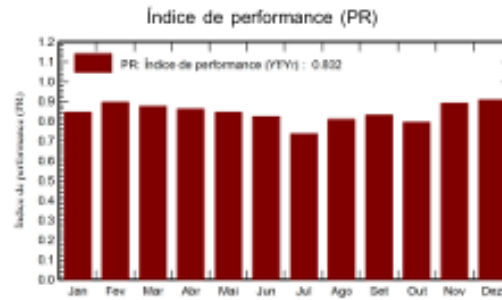
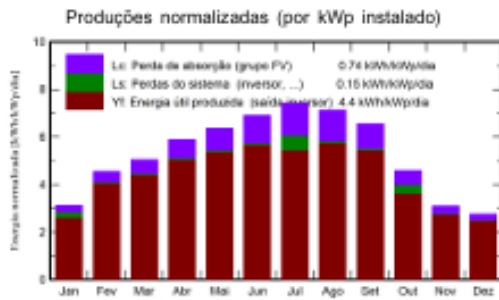


Projeto: CER_IPB_ESA2_Ret
 Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V8.0.7
 VCO, Data da simulação: 18/03/25 23:03
 com V8.0.7

Resultados principais

Produção do sistema
 Energia produzida 294.90 MWh/ano
 Produção específica 1606 kWh/kWplano
 Índice de perf. PR 83.22 %



Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	54.7	24.98	4.49	96.6	91.7	16.28	14.98	0.844
Fevereiro	82.0	31.56	5.63	127.4	121.2	21.20	20.94	0.895
Março	124.0	53.59	8.69	156.4	147.7	25.45	25.12	0.875
Abril	160.7	63.90	10.82	176.6	166.6	28.27	27.90	0.860
Mai	203.9	73.63	14.90	197.6	185.6	31.07	30.65	0.845
Junho	223.5	69.17	19.39	207.3	194.2	31.79	31.34	0.823
Julho	241.5	54.56	22.13	230.1	216.1	34.60	31.08	0.736
Agosto	209.7	53.00	22.12	220.9	208.0	33.28	32.80	0.809
Setembro	157.9	44.35	18.20	196.5	185.9	30.40	29.98	0.831
Outubro	100.0	38.45	13.25	142.4	134.9	22.82	20.73	0.793
Novembro	58.2	28.09	7.54	92.8	88.1	15.38	15.17	0.890
Dezembro	47.1	21.20	4.83	85.3	81.1	14.40	14.20	0.907
Ano	1663.1	556.48	12.71	1930.0	1821.2	304.93	294.90	0.832

Legendas

GlobHor Irradiação horizontal total
 DiffHor Irradiação difusa horizontal
 T_Amb Temperatura ambiente
 GlobInc Incidência global no plano dos sensores
 GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
 EArray Energia efetiva à saída do grupo
 E_Grid Energia injetada na rede
 PR Índice de performance

Anexo C - Relatório gerado pelo PVSyst (eletroprodutor ESTiG)



Projeto: CER_IPB_ESTiG_Ret

Variante: Nova variante da simulação

PVSyst V8.0.7

VCO, Data da simulação: 20/03/25 11:37
com V8.0.7

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede	Sem desenho 3D de sombras, sem sombras	
Orientação #1		Modelos utilizados
Plano fixo	Configuração dos sheds	Transposição Perez
Inclinação/Azimute 35 / 0 °	Não há um desenho 3D definido	Difuso Perez, Meteorom Circumsolar separado
Horizonte	Sombras próximas	Exigências do consumidor
Sem horizonte	sem sombras	Carga limitada (rede)

Características do grupo FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Genérico	Fabricante	Genérico
Modelo	JAM78-S30-600-MR	Modelo	SUN2000-60KTL-M0-480Vac
(Base de dados original do PVSyst)		(Base de dados original do PVSyst)	
Potência unitária	600 Wp	Potência unitária	60.0 kWca
Número de módulos FV	306 unidades	Número de inversores	18 * MPPT 17% 3 unidades
Nominal (STC)	184 kWp	Potência total	180 kWca
Módulos	18 string x 17 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>50°C)	66.0 kWca
Pmpp	168 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.02
Umpp	692 V	Não há partilha de potência entre MPPTs	
I mpp	242 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	184 kWp	Potência total	180 kWca
Total	306 módulos	Número de inversores	3 unidades
Superfície módulos	855 m²	Rácio Pnom	1.02

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo		Fator de perdas térm.		Perdas de cablagem DC				
Fração perdas	3.0 %	Temperatura módulos em função irradiação		Res. global do grupo	47 mΩ			
		Uc (const.)	20.0 W/m²K	Fração perdas	1.5 % em STC			
		Uv (vento)	0.0 W/m²K/m/s					
Perdas diodo série		Perdas de qualidade dos módulos		Perdas dos módulos com mismatch				
Queda de tensão	0.7 V	Fração perdas	-0.8 %	Fração perdas	2.0 % no MPP			
Fração perdas	0.1 % em STC							
Fator de perda IAM								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000



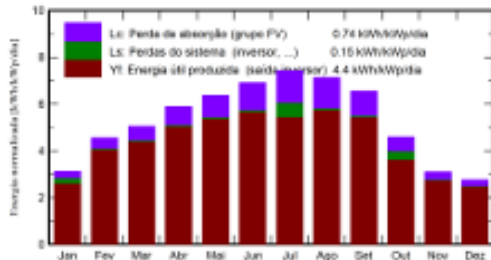
Projeto: CER_IPB_ESTIG_Ret
 Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V8.0.7
 VCO, Data da simulação: 20/03/25 11:37
 com V8.0.7

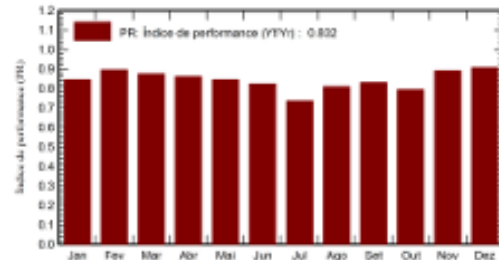
Resultados principais

Produção do sistema
 Energia produzida 294.90 MWh/ano
 Produção específica 1606 kWh/kWp/ano
 Índice de perf. PR 83.22 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	54.7	24.98	4.49	96.6	91.7	16.28	14.98	0.844
Fevereiro	82.0	31.56	5.63	127.4	121.2	21.20	20.94	0.895
Março	124.0	53.59	8.69	166.4	147.7	25.45	25.12	0.875
Abril	160.7	63.90	10.82	176.6	166.6	28.27	27.90	0.860
Mai	203.9	73.63	14.90	197.6	185.6	31.07	30.65	0.845
Junho	223.5	69.17	19.39	207.3	194.2	31.79	31.34	0.823
Julho	241.5	54.56	22.13	230.1	216.1	34.60	31.08	0.736
Agosto	209.7	53.00	22.12	220.9	208.0	33.28	32.80	0.809
Setembro	157.9	44.35	18.20	196.5	185.9	30.40	29.98	0.831
Outubro	100.0	38.45	13.25	142.4	134.9	22.82	20.73	0.793
Novembro	58.2	28.09	7.54	92.8	88.1	15.38	15.17	0.890
Dezembro	47.1	21.20	4.83	85.3	81.1	14.40	14.20	0.907
Ano	1663.1	556.48	12.71	1930.0	1821.2	304.93	294.90	0.832

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		

Anexo D - Relatório gerado pelo PVSyst (eletroprodutor ESE)



PVSyst V8.0.7
VCO, Data da simulação: 18/03/25 23:25
com V8.0.7

Projeto: CER_IPB_ESE_Ret
Variante: Nova variante da simulação

Parâmetros gerais		
Sistema acoplado à rede	Sem desenho 3D de sombras, sem sombras	
Orientação #1		Modelos utilizados
Plano fixo	Configuração dos sheds	Transposição Perez
Inclinação/Azimute 35 / 0 °	Não há um desenho 3D definido	Difuso Perez, Meteorom
		Circumsolar separado
Horizonte	Sombras próximas	Exigências do consumidor
Sem horizonte	sem sombras	Carga limitada (rede)

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	JAM78-S30-600-MR	Modelo	SUN2000-50KTL-JPM1-480Vac
(Base de dados original do PVSyst)		(Base de dados original do PVSyst)	
Potência unitária	600 Wp	Potência unitária	49.9 kWca
Número de módulos FV	75 unidades	Número de inversores	5 * MPPT 17% 0.8 unidade
Nominal (STC)	45.0 kWp	Potência total	41.6 kWca
Módulos	5 string x 15 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>55°C)	55.5 kWca
Pmpp	41.1 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.08
Umpp	610 V	Não há partilha de potência entre MPPTs	
Impp	67 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	45 kWp	Potência total	41.6 kWca
Total	75 módulos	N.º de inversores	1 unidade
Superfície módulos	210 m²		0.2 Não utilizado
		Rácio Pnom	1.08

Perdas do grupo			
Perdas sujidade grupo		Fator de perdas térm.	Perdas de cablagem DC
Fração perdas	3.0 %	Temperatura módulos em função irradiação	Res. global do grupo 151 mΩ
		Uc (const.) 20.0 W/m²K	Fração perdas 1.5 % em STC
		Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s	
Perdas diodo série		Perdas de qualidade dos módulos	Perdas dos módulos com mismatch
Queda de tensão	0.7 V	Fração perdas -0.8 %	Fração perdas 2.0 % no MPP
Fração perdas	0.1 % em STC		
Fator de perda IAM	Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526		
	0°	30°	50°
	60°	70°	75°
	80°	85°	90°
	1.000	0.998	0.981
	0.948	0.862	0.776
	0.636	0.402	0.000

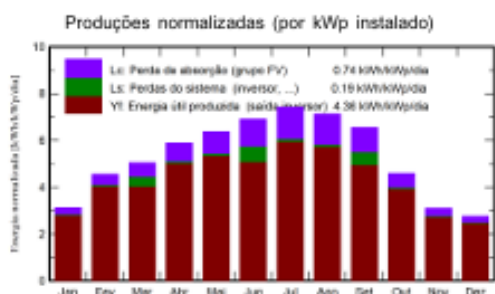


Projeto: CER_IPB_ESE_Ret
 Variante: Nova variante da simulação

PVsyst V8.0.7
 VCO, Data da simulação: 18/03/25 23:25
 com V8.0.7

Resultados principais

Produção do sistema
 Energia produzida 71561 kWh/ano
 Produção específica 1590 kWh/kWp/ano
 Índice de perf. PR 82.40 %



Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	54.7	24.98	4.49	96.6	91.7	3991	3925	0.903
Fevereiro	82.0	31.56	5.63	127.4	121.2	5196	5113	0.892
Março	124.0	53.59	8.69	156.4	147.7	6236	5660	0.804
Abril	160.7	63.90	10.82	176.6	166.6	6928	6807	0.857
Mai	203.9	73.63	14.90	197.6	185.6	7613	7477	0.841
Junho	223.5	69.17	19.39	207.3	194.2	7789	6881	0.738
Julho	241.5	54.56	22.13	230.1	216.1	8479	8322	0.804
Agosto	209.7	53.00	22.12	220.9	208.0	8157	8008	0.806
Setembro	157.9	44.35	18.20	196.5	185.9	7450	6705	0.758
Outubro	100.0	38.45	13.25	142.4	134.9	5592	5493	0.857
Novembro	58.2	28.09	7.54	92.8	88.1	3769	3702	0.887
Dezembro	47.1	21.20	4.83	85.3	81.1	3528	3468	0.903
Ano	1663.1	556.48	12.71	1930.0	1821.2	74728	71561	0.824

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		

Anexo E - Datasheet Modulo Fotovoltaico JA Solar (JAM78-S30-600-MR)



Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

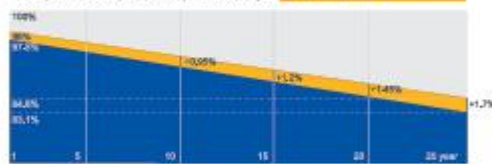


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.35% Annual Degradation Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



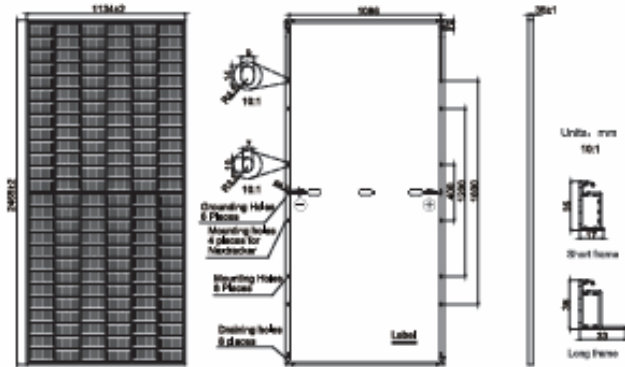
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.1kg±3%
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1500V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet 496pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78S30 -580/MR	JAM78S30 -585/MR	JAM78S30 -590/MR	JAM78S30 -595/MR	JAM78S30 -600/MR	JAM78S30 -605/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	53.11	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	44.35	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.84	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	13.08	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29
Module Efficiency [%]	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5	21.6
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.356%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

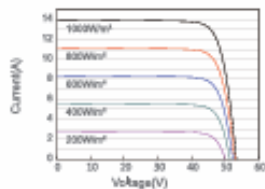
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

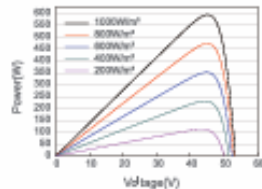
TYPE	JAM78S30 -580/MR	JAM78S30 -585/MR	JAM78S30 -590/MR	JAM78S30 -595/MR	JAM78S30 -600/MR	JAM78S30 -605/MR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(P _{max}) [W]	438	442	446	450	454	458	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	50.45	50.59	50.72	50.86	51.01	51.17	Operating Temperature -40°C~+85°C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	42.55	42.69	42.82	42.94	43.07	43.21	Maximum Series Fuse Rating 25A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	11.02	11.07	11.13	11.19	11.25	11.30	Maximum Static Load,Front* 5400Pa(112lb/ft ²) Maximum Static Load,Back* 2405Pa(50lb/ft ²)
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.30	10.36	10.42	10.48	10.54	10.60	NOCT 45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class Class II
	*The mounting installation by 400mm spaced holes is not applicable for JAM78S30 MR						Fire Performance UL Type 1

CHARACTERISTICS

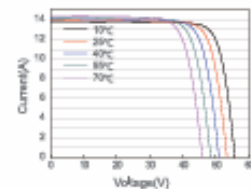
Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Power-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Anexo F - Datasheet inversor SUN2000-30KTL-M3

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



Smart

8 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 98.7%



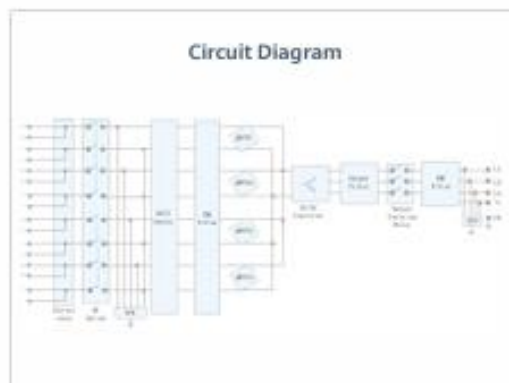
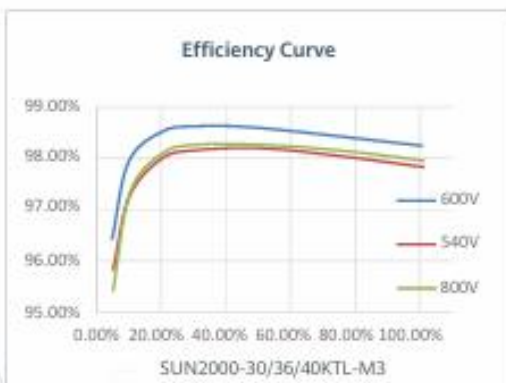
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



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

Technical Specification	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
Efficiency			
Max. Efficiency	98.7%		
European Efficiency	98.4%		
Input			
Max. Input Voltage ¹	1,100 V		
Max. Current per MPPT	27 A (per MPPT) / 20 A (per Input)		
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A		
Start Voltage	200 V		
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1000 V		
Rated Input Voltage	600 V		
Number of Inputs	8		
Number of MPP Trackers	4		
Output			
Rated AC Active Power	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA ³	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%		
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	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 ⁴	Yes		
Communication			
Display	LED Indicators, Integrated WLAN + FusionSolar APP		
RS485	Yes		
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)		
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)	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	Amphenol Helios H4		
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal		
Protection Degree	IP 66		
Topology	Transformerless		
Nighttime Power Consumption	≤ 5.5W		
Optimizer Compatibility			
DC MBUS Compatible Optimizer	SUN2000-450W-P2, SUN2000-600W-P, MERC-1100W/1300W-P		
Standard Compliance (more available upon request)			
Safety	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, 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		

Anexo G - Datasheet inversor SUN2000-50KTL-M0

SUN2000-50KTL-M0 Smart String Inverter



Smart

Smart I-V Curve Diagnosis supported



Efficient

Max. efficiency 98.7%



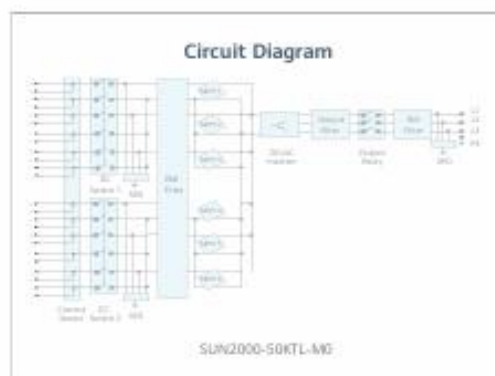
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-50KTL-M0
Efficiency	
Max. Efficiency	98.7%
European Efficiency	98.5%
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
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	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	76 A @380 V / 72.2 A @400 V
Max. Output Current	83.6 A @380 V / 79.4 A @400 V
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
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683, IRR-DCC-MV, G99
Grid Code	IEC 61727, G59/3, DEWA, NRS 097-2-1, IEEE 1547, SASO, DEWA

Anexo H - Datasheet inversor SUN2000-60KTL-M0

SUN2000-60KTL-M0
Smart String Inverter



6
MPP Trackers



98.9%
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



Residual Current
Monitoring Integrated



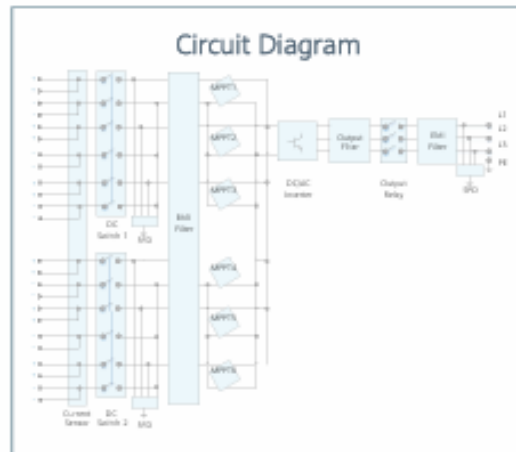
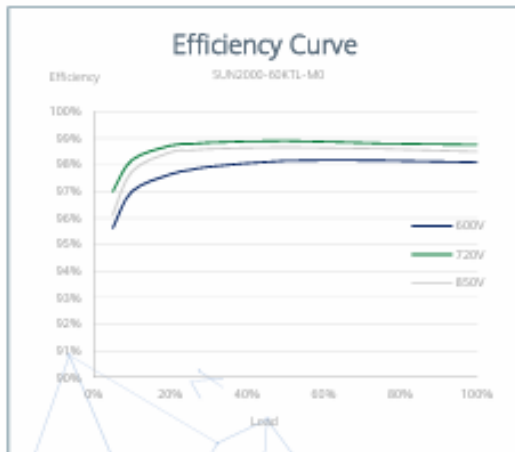
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP65
Protection



Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	98.9%
European Efficiency	98.7%
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V – 1,000 V
Rated Input Voltage	720 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
Output	
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W
Rated Output Voltage	480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A
Max. Output Current	79.4 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
Protection & Feature	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
RS485	Yes
MBUS	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Cable Gland + OT Terminal
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, G59/3, VDE 4105/0126, EN 50438, Philippine Resolution No. 07, PO 12.9, AS/NZS 4777.2, DEWA, NRS 097-2-1, IEEE 1547, ABNT, PEA, MEA, NB/T 32004