



**UNIVERSIDADE  
KIMPA VITA**

**01 - 01 | 2023**

---

## **Dimensionamento e Análise do Funcionamento de um Sistema Fotovoltaico *Off-Grid* para o Campus da Universidade Kimpa Vita**

*Sizing and analysis of the functioning of an Off-Grid Photovoltaic System for the Kimpa Vita University Campus*

**Kundakama Mpanda | Fernando Bento | António João Marques Cardoso**

---

### **Versão eletrónica**

URL: <https://ciencia.unikivi.ao/>

Data de publicação: 06-10-2023. Páginas: 18.

### **Editor**

Revista científica interdisciplinar da UNIKIVI

### **Referência eletrónica**

Mpanda, K.; Bento, F. & Cardoso, A. J. M. (2023). Dimensionamento e análise do funcionamento de um sistema fotovoltaico Off-Grid para o Campus da Universidade Kimpa Vita. Revista da UNIKIVI. Edição Temática: Ciências Exactas e das Engenharias. Número Especial: IVº Simpósio de Economia e Gestão da Lusofonia 2023. 01(01), 01-18.



## **DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF-GRID PARA O CAMPUS DA UNIVERSIDADE KIMPA VITA**

Sizing and Analysis of the functioning of an *Off-Grid* Photovoltaic System for the Kimpa Vita University Campus

### **Kundakama Mpanda**

CISE - Electromechatronic Systems Research Centre, UBI, Portugal  
Instituto Politécnico da Universidade Kimpa Vita, Angola  
[gracempanda4@gmail.com](mailto:gracempanda4@gmail.com) | ORCID 0000-0003-4748-9707

### **Fernando Bento**

CISE - Electromechatronic Systems Research Centre, UBI, Portugal  
[fjfbento@ieee.org](mailto:fjfbento@ieee.org) | ORCID 0000-0002-7139-812X | Ciência ID1F1B-14B8-0786

### **António João Marques Cardoso**

CISE - Electromechatronic Systems Research Centre, UBI, Portugal  
[ajmcardoso@ieee.org](mailto:ajmcardoso@ieee.org) | ORCID 0000-0001-8737-6999 | Ciência ID 9A17-E3BF-2119

## **RESUMO**

O acesso à energia eléctrica em regiões em desenvolvimento é uma problemática por demais evidente. Tal problemática toma contornos particularmente preocupantes quando o acesso a energia por parte de infra-estruturas públicas como Hospitais ou Universidades sofrem estrangimentos. Para resolver esses problemas, a adopção de fontes de energias renováveis configura uma opção apetecível em termos económicos e ambientais. Este artigo apresenta um estudo de caso para uma solução de fornecimento ininterrupto de energia eléctrica ao Campus da Universidade Kimpa Vita do Uíge, em Angola. A solução, baseada num sistema solar fotovoltaico (PV) *Off-Grid*, procura eliminar os cortes de energia recorrentes dos quais esta Instituição universitária sofre actualmente.

**Palavras-chave:** energia eléctrica, fornecimento ininterrupto, energias renováveis, electrificação, regiões em desenvolvimento.

## **ABSTRACT**

Access to electricity in developing regions is an obvious problem. This problem takes on particularly worrying contours when access to energy by public infrastructures such as hospitals or universities

suffer constraints. To solve these problems, the adoption of renewable energy sources is an economically and environmentally desirable option. This paper presents a case study for a solution of uninterrupted supply of electricity to the Campus of the University Kimpa Vita of Uíge, in Angola. The solution, based on an *Off-Grid* photovoltaic (PV) solar system, seeks to eliminate the recurring power cuts from which this university institution currently suffers.

**Keywords:** electrical energy, uninterrupted supply, renewable energies, electrification, developing regions.

## 1 INTRODUÇÃO

A energia é uma entidade multiforme que pode ser transformada em formas alternativas. Contudo, as fontes de energia primárias, a saber, disponíveis na natureza de forma natural, existem em número limitado são as energias fósseis (carvão, petróleo e seus derivados, gás) e a energia nuclear (urânio). As energias renováveis são naturalmente ilimitadas (hídrica, biomassa, solar, eólica, geotérmica, maremotriz). Na natureza, a fonte de energia primária mais abundante é a energia solar. Por ano, a energia recebida na superfície terrestre representa 15 000 vezes a energia consumida pela humanidade. Isto coloca, teoricamente, a energia fotovoltaica e a energia solar térmica entre as fontes de energia mais disponíveis e, ao mesmo tempo, aquelas capazes de desempenhar um papel importante no equilíbrio energético global (Flèche & Delagnes, 2007).

Embora o acesso a energia eléctrica seja um dado adquirido em regiões desenvolvidas, tal não se verifica em regiões em desenvolvimento e regiões remotas. A volatilidade no acesso à energia eléctrica é, nos dias de hoje, uma problemática que subsiste em países em desenvolvimento. Nestes, verificam-se limitações na disponibilidade de energia eléctrica, por um lado, e lacunas na resiliência da infra-estrutura de produção e distribuição de energia, por outro lado. Tais problemas reflectem-se na qualidade do acesso à energia eléctrica por parte de infraestruturas públicas críticas, como Hospitais ou Universidades (Bellala, 2009).

A adopção de sistemas fotovoltaicos (PV) *Off-Grid* configura uma solução económica e sustentável para a electrificação de locais com acesso limitado a energia eléctrica, como é o caso da Universidade Kimpa Vita (UNIKIVI) do Uíge, em Angola. Actualmente, o Campus da UNIKIVI encontra-se ligado à rede eléctrica pública, através de um posto de transformação (PT) de 250 kVA, assegurando assim o fornecimento de energia eléctrica a todos os equipamentos que compõem as três Unidades Orgânicas da Universidade. Em caso de corte de energia, existe uma fonte alternativa, composta por dois grupos geradores de potências idênticas (250 kVA cada). Esta fonte alternativa encontra-se actualmente fora de serviço, por avaria. Para além das preocupações ambientais que tal alternativa levanta, também os custos de funcionamento que lhe estão associados são, uma preocupação.

Tendo em vista o estudo de uma solução alternativa, mais económica e sustentável, o presente trabalho tem como objectivo dimensionar um sistema PV *Off-Grid*, capaz de atender à demanda de energia do Campus da UNIKIVI, na cidade do Uíge em Angola, a fim de garantir a continuidade do fornecimento de energia, independentemente de flutuações na produção de energia ou avarias.

O dimensionamento do parque PV proposto será auxiliado pelo Software PVsyst (versão 7.2), tendo em vista o levantamento dos recursos solares disponíveis no local em estudo, dos dados climáticos e de outros parâmetros relevantes. Já o sistema físico completo, composto por PVs, conversores de potência e baterias, é simulado com recurso à ferramenta MATLAB/Simulink.

O sistema PV concebido tem uma potência pico de 200 kW, sendo composto por 460 módulos fotovoltaicos monocristalinos, cada um com uma potência de pico de 450 Wc. Para assegurar o funcionamento *Off-Grid*, é introduzido um conjunto de baterias de íões de lítio para acumulação de energia, com capacidade total de 1 429 Ah.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

O desenvolvimento de soluções para a electrificação de regiões remotas ou subdesenvolvidas visa, por norma, estudar as soluções mais viáveis para a exploração dos recursos energéticos endógenos. Em (Tovar, 2020) é proposta uma solução baseada em micro-redes AC/DC, a funcionar em modo isolado, para aplicação em regiões remotas. A solução proposta é validada em contexto

de simulação. Já em (Kalamaras et al., 2019) são investigadas as potencialidades da adopção de uma rede de energia eléctrica puramente corrente contínua (DC), combinada com uma rede de energia térmica, para suprir as necessidades energéticas de ilhas remotas.

Enquanto certos estudos debruçados sobre a temática de electrificação de locais remotos dão prioridade à implementação de métodos/soluções que asseguram a robustez e constituição do sistema implementado (León et al., 2020). O custo de implementação assume particular relevância noutros contextos (Li, Liu, & Li, 2020; Mohseni, Moosavian, & Hajinezhad, 2022; Rajanna & Saini, 2016).

Embora existam variações na constituição das diversas configurações de sistemas *Off-Grid*, os componentes que tipicamente integram estes são as fontes, conversores electrónicos de potência, sistemas de armazenamento de energia e cargas (Abdin & Mérida, 2019). Geralmente, a escolha das tecnologias de fontes de energia e de sistemas de armazenamento de energia que mais influencia o custo de implementação, robustez e sustentabilidade do sistema. Para alimentar o sistema de energia *Off-Grid*, a preferência tende a recair sobre as tecnologias PV.

A tabela 1 estabelece a comparação entre os vários materiais semicondutores utilizados na construção de células fotovoltaicas. A comparação baseia-se nos critérios de rendimento eléctrico e longevidade dos materiais.

**Tabela 1**

*Tecnologias de células fotovoltaicas*

<b>Materiais</b>	<b>Rendimento</b>	<b>Longevidade</b>
Silício monocristalino	12 a 18 % (24,7 % em laboratório)	20 a 30 anos
Silício policristalino	11 a 16 % (19,8 % em laboratório)	20 a 30 anos
Silício amorfo	5 a 8 % (13 % em laboratório)	20 a 30 anos

Fonte: Elaborado pelos autores segundo os dados tirados de (Flèche & Delagnes, 2007)

### **3 METODOLOGIA**

O objectivo central passa pelo dimensionamento de um sistema de 250 kVA, isolado da rede eléctrica principal tendo em vista, a electrificação do Campus da Universidade Kimpa Vita. O processo de dimensionamento dos componentes desse sistema de energia *Off-Grid*, cujo funcionamento é suportado por fontes de energia renováveis implica, o conhecimento das características meteorológicas e geográficas do local em estudo (Robert & Brown, 2004). Assim, torna-se importante analisar essas dimensões. Foi utilizada a ferramenta PVSyst versão 7.2 para otimizar o projeto, estimar a geração de energia e tomar decisões informadas sobre investimentos em energia solar (“PVSyst Photovoltaic software,” n.d.).

#### **3.1 Localização do Campus**

O Governo Provincial do Uíge coloca à disposição da Universidade Kimpa Vita uma área equivalente a 1 500 hectares. A referida parcela situa-se, em plena zona suburbana, a 7 km do centro da cidade do Uíge entre a Aldeia Condo Benza e Casseche, onde está construído o Campus da Universidade Kimpa Vita (Fig. 1a). O Campus tem três edifícios onde funcionam três Unidades Orgânicas com vários cursos. Geograficamente, está localizado a 825 m acima do mar, de latitude  $-7^{\circ}36'06''S$  e longitude  $15^{\circ}00'28''E$  (Fig. 1b).

#### **3.2 Dados geográficos e meteorológicos do local**

Angola encontra – se no hemisfério sul, climatologicamente, ele tem duas estações: estação chuvosa, período mais quente, que ocorre entre os meses de Outubro a Maio, e estação seca, período frio, que vai de Junho a Setembro (Macmillan Education, 2008) apud (Fidele, 2021).

Para obter dados úteis ao dimensionamento do sistema PV, a análise dos parâmetros como irradiação, temperatura e humidade afigura-se fundamental. Para perceber a variação mensal de tais parâmetros no Campus da UNIKIVI, foi utilizado o simulador PVSyst versão 7.2.

A figura (1b) apresenta a interface do software PVsyst, onde se mostram as configurações associadas ao local em estudo.

**Figura 1**

*Campus da Universidade Kimpa Vita (a); Parametrização da posição geográfica do local em estudo (b)*



Fonte: Adaptado pelos autores-Google Maps (a); Adaptado pelos autores através do software PVsyst (b).

Por sua vez, a tabela 2 apresenta, entre outros, os valores médios de irradiação, temperatura do ar, velocidade do vento e humidade relativa associados à posição geográfica em estudo. Estes dados, obtidos através do *Software PVsyst*, serão úteis na determinação do potencial solar associado ao local em estudo.

**Tabela 2**

*Variação inter-mensal dos parâmetros meteorológicos*

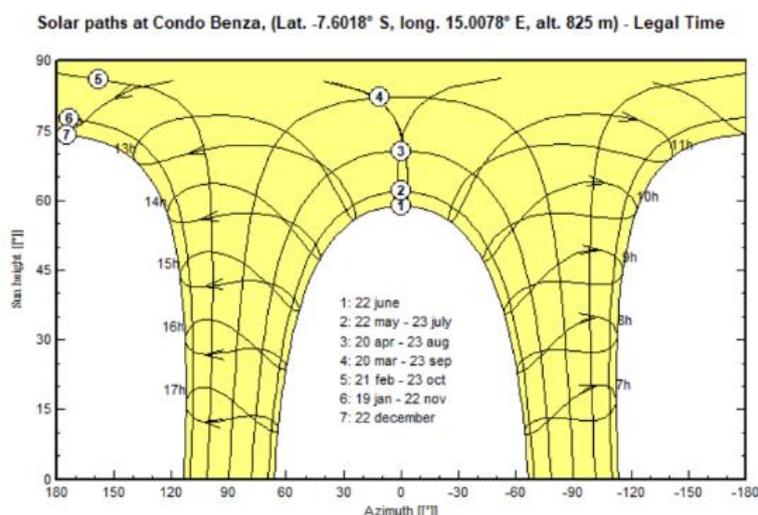
Período	Irradiação horizontal global (W/m <sup>2</sup> )	Irradiação horizontal difusa (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura (°C)	Velocidade do vento (m/s)	Humidade relativa (%)
Janeiro	243.3	113.7	22.2	1.20	85.3
Fevereiro	230.8	117.1	22.5	1.19	84.7
Março	241.9	103.5	22.8	1.19	84.3
Abril	228.1	85.1	22.3	1.10	89.1
Maio	227.2	79.4	22.7	1.10	81.7
Junho	221.8	71.2	21.3	1.39	71.6
Julho	218.5	80.1	21.0	1.50	66.2
Agosto	211.4	93.1	21.2	1.60	70.5
Setembro	215.1	102.8	21.5	1.50	77.5
Outubro	216.4	109.8	21.1	1.19	84.4
Novembro	225.8	116.5	21.7	1.00	87.8
Dezembro	221.9	106.2	22.0	1.10	86.3
Média	225.2	98.1	21.9	1.3	80.8

Fonte: extraídos do Software PVsyst pelos autores

A figura 2 apresenta a evolução inter-mensal da trajectória solar no local em estudo.

**Figura 2**

*Evolução inter-mensal da trajectória solar no Campus da UNIKIVI*



Fonte: Adaptado pelos autores através do software PVsyst.

### 3.3 Orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos

O Campus da UNIKIVI estando localizado no hemisfério Sul, a orientação dos módulos fotovoltaicos deve ser preferencialmente efectuada a Norte. Alternativamente, poder-se-á considerar a orientação a Nordeste e Noroeste, em último recurso, a Leste e Oeste. Neste caso, os painéis serão orientados a Norte. Para além das vantagens ao nível da maximização do aproveitamento do potencial solar, esta orientação é também aquela que evita o sombreamento da instalação.

Segundo Bellala (2009) para calcular a inclinação ideal dos PVs, é utilizada a seguinte formulação:

$$I = |L| + 10^\circ \quad (1)$$

Onde (I) denota a inclinação em graus e |L| o valor absoluto da latitude do local em estudo, também em graus.

Sendo a latitude do local em questão de  $-7^\circ$ , isto implica:

$$I = |-7^\circ| + 10 = 7^\circ + 10 = 17^\circ$$

Assim, os módulos serão fixados com uma inclinação de  $17^\circ$ .

### 3.4 Módulos fotovoltaicos

Tomando em linha de conta os parâmetros preço, tecnologia do painel, rendimento e tempo de vida útil, o estudo considera os painéis fotovoltaicos do modelo Canadian Solar 450 MS, com as características técnicas definidas na tabela 3 (Solartronics, n.d.).

**Tabela 3**

*Características técnicas do painel fotovoltaico*

Características	
Tipo de célula	Mono-cristalino
Potência nominal máxima (Pmax)	450 W
Tensão nominal (Vmp)	41,1 V
Corrente nominal (Imp)	10,96 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	49,1 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	11,6 A
Rendimento	20,4 %
Temperatura de funcionamento	$-40^\circ\text{C} \sim +85^\circ\text{C}$

Características	
Dimensões	2108 x 1048 x 40 mm
Massa	24,9 kg
Condições de ensaio	1000 W/m <sup>2</sup> , 25 °C

Fonte: Elaborado pelos autores, adaptado de Solartronics, (n.d)

O posto de transformação que actualmente alimenta o Campus tem uma potência de 250 kVA, considera-se que a potência total necessária a produzir pelo sistema fotovoltaico é de 200 kW. Aplica-se a fórmula abaixo para calcular o consumo da energia eléctrica:

$$N_{\text{mod}} = \frac{P_{\text{pic}}}{\eta \times P_{\text{p\_mod}}} \quad (2)$$

Onde  $N_{\text{mod}}$  é o número de módulos fotovoltaicos,  $P_{\text{pic}}$  a potência de pico total a produzir, em W,  $\eta$  indica o rendimento (%) e  $P_{\text{p\_mod}}$  é a potência de pico de cada módulo (Wc). Considerando  $\eta = 98\%$ , o número de módulos necessários é:

$$N_{\text{mod}} = \frac{200000 \text{ W}}{0,98 \times 450 \text{ W}} = \frac{200000 \text{ W}}{441 \text{ W}} = 453,51 \cong 454 \text{ módulos}$$

Estes módulos serão interligados em série e/ou paralelo. Sabendo que cada módulo tem uma tensão de 41,1 V, que a tensão de comando nominal do inversor fotovoltaico seleccionado é de 400 V e que o intervalo admissível de tensão no inversor situa-se entre 80 V e 450 V. Para respeitar tais restrições, o número de módulos a instalar em série é de:

$$N_{\text{mod}_s} = \frac{U_{\text{ef}}}{U_{\text{mod}}} = \frac{400 \text{ V}}{41,1 \text{ V}} = 9,73 \text{ módulos} \cong 10 \text{ módulos} \quad (3)$$

Onde  $N_{\text{mod}_s}$  indica o número de módulo em série,  $U_{\text{ef}}$  é a tensão de referência e  $U_{\text{mod}}$  é a tensão nominal de cada módulo. Com a ligação de 10 módulos em série, a tensão em cada fileira  $U_f$  é de:

$$U_{\text{ef}} = N_{\text{mod}_s} \times U_{\text{mod}} = 10 \text{ módulos} \times 41,1 \text{ V} = 411 \text{ V} \quad (4)$$

Este valor é aceitável porque a tensão máxima de funcionamento do controlador de carga escolhido, cujas características são detalhadas mais adiante, é de 450 V.

O número de fileiras em paralelo é dado por:

$$N_f = \frac{N_{\text{mod}}}{N_{\text{mod}_s}} = \frac{454 \text{ módulos}}{10 \text{ módulos}} = 45,4 \cong 46 \text{ fileiras} \quad (5)$$

Onde  $N_f$  indica o número de fileiras.

Assim, o parque fotovoltaico consistirá numa configuração de 10 módulos ligados em série em cada fileira e 46 fileiras ligadas em paralelo, num total de 460 módulos fotovoltaicos.

### 3.5 Espaçamento entre fileiras de painéis fotovoltaicos

Um bom posicionamento dos módulos fotovoltaicos a instalar evita o sombreamento de células ou módulos fotovoltaicos, permitindo também uma boa circulação de ar entre as fileiras, contribuindo assim para o arrefecimento dos módulos instalados.

A escolha do distanciamento entre fileiras pode ser feita através da seguinte formulação:

$$\cos \alpha = \frac{a}{L} \Rightarrow a = L \times \cos \alpha \quad (6)$$

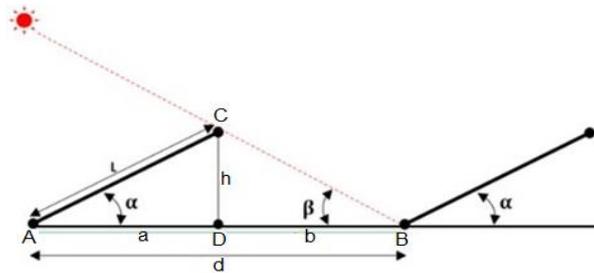
$$\text{sen } \alpha = \frac{h}{L} \Rightarrow h = L \times \text{sen } \alpha \quad (7)$$

$$\text{tg } \beta = \frac{h}{b} = \frac{L \times \text{sen } \alpha}{b} ; b = \frac{L \times \text{sen } \alpha}{\text{tg } \beta} \quad (8)$$

A figura 3 esquematiza o posicionamento dos módulos num parque solar.

**Figura 3**

*Distância entre fileiras*



*Fonte: Adaptado pelos autores.*

Com base nas características técnicas dos módulos fotovoltaicos escolhidos (Tab. 3), bem como na inclinação já determinada (Eq. 2), obtém-se:

$$\alpha = 17^\circ ; \beta = 59^\circ ; L = 2,108 \text{ m}$$

Aplicando a formulação efectuada em (6), (7) e (8), obtém-se:

- A distância (a) entre A e D é:  $a = 2,108 \text{ m} \times 0,95 = 2,26 \text{ m}$
- A distância (b) entre D e B é:  $b = 2,108 \text{ m} \times 0,29 = 0,36 \text{ m}$
- A distância total (d) entre A e B é:  $d = a + b = 2,26 \text{ m} + 0,36 \text{ m} = 2,62 \text{ m}$

### 3.6 Estimativa do campo fotovoltaico

Por questões de segurança, optimização da ocupação de espaço e de exposição solar, os painéis fotovoltaicos serão instalados nos telhados dos edifícios que compõem o Campus da UNIKIVI. Ao todo, existem três edifícios em condições para suportar o campo fotovoltaico. A superfície total desses edifícios é de  $3\,255,83 \approx 3\,256 \text{ m}^2$ , sendo distribuída da seguinte forma:

- O edifício A tem  $1\,801,68 \text{ m}^2$ ;
- O edifício B tem  $1\,178,06 \text{ m}^2$ ;
- O edifício C tem  $276,09 \text{ m}^2$ .

Lembre-se que os painéis fotovoltaicos a utilizar têm  $2\,108 \text{ mm}$  de comprimento e  $1\,048 \text{ mm}$  de largura. A superfície ocupada por cada painel fotovoltaico ( $S_{\text{mod}}$ ), que contempla também a respectiva moldura em alumínio de aproximadamente  $20 \text{ mm}$ , é dada por:

$$S_{\text{mod}} = (L + 20) \times \cos(\alpha) \times (l + 20) \quad (9)$$

Onde  $S_{\text{mod}}$  corresponde à superfície do módulo ( $\text{m}^2$ ), L indica o comprimento do painel (m) e l a largura do mesmo (m). Assim, a área ocupada por cada módulo será:

$$S_{\text{mod}} = (2108 \text{ mm} + 20) \times \cos(17) \times (1048 \text{ mm} + 20) = 2,173 \text{ m}^2$$

Assim, a área ocupada pelos 460 módulos será de  $999,6 \text{ m}^2$ . Por outro lado, a área entre fileiras será de  $372,27 \text{ m}^2$ . Sendo a soma da área ocupada por módulos e da área entre fileiras inferior à superfície total dos três edifícios do Campus da UNIKIVI, tal significa que não serão cobertas todas as superfícies.

### 3.7 Inversor Solar

Para assegurar a interface entre os módulos fotovoltaicos e o barramento AC do sistema de energia proposto, serão implementados inversores solares. O funcionamento de cada fileira será controlado através de um inversor. Sabendo que cada fileira contém 10 módulos de  $450 \text{ Wp}$ , interligados em série, a potência nominal obtida em cada fileira é de  $4,5 \text{ kW}$ . Aplicando um factor de segurança de  $120\%$ , obtém-se os valores seguintes de potência mínima e máxima admissíveis:

$$P_{\text{min}} = \frac{P_{\text{string}}}{F_{\text{seg}}} = \frac{4,5 \text{ kW}}{1,2} = 3,75 \text{ kW} \quad (10)$$

$$P_{\text{max}} = P_{\text{string}} \times F_{\text{seg}} = 4,5 \text{ kW} \times 1,2 = 5,4 \text{ Kw} \quad (11)$$

Onde  $P_{\min}$  indica a potência mínima do inversor,  $P_{\max}$  a potência máxima do inversor,  $P_{\text{string}}$  a potência nominal da fileira e  $F_{\text{seg}}$  o factor de segurança.

Com base nos valores mínimos e máximos de potência calculados, foi escolhido o inversor híbrido PV1800 PRO SERIES 5,2kW. Cada fileira terá associado um inversor, sendo que existirão 46 inversores em todo o sistema (MUST, n.d.).

### 3.8 Sistema de armazenamento de energia

A escolha da capacidade do sistema de baterias a adoptar obedece à seguinte condição:

$$C_{\text{bat}} = \frac{E_p \times N}{D \times U_s} \quad (12)$$

Onde  $C_{\text{bat}}$  indica a capacidade da bateria (Ah),  $E_p$  a energia produzida (kWh),  $N$  a autonomia da bateria,  $D$  a taxa de auto-descarga da bateria (%) e  $U_s$  a tensão do sistema.

Por outro lado, o consumo de energia expectável ao longo de um mês é dado por:

$$E_c = P_{\text{pic}} \times h \times ds \quad (13)$$

Onde  $E_c$  é o consumo de energia eléctrica ao longo de um mês (kWh),  $P_{\text{pic}}$  é a potência dos equipamentos (kW) instalados no Campus da UNIKIVI,  $h$  refere-se ao número de horas em que os equipamentos ficam ligados e  $ds$  corresponde ao número de dias no mês.

Neste caso, o consumo energético ao longo de um mês será de aproximadamente:

$$E_c = 200 \text{ kW} \times 8 \text{ h} \times 30 \text{ dias} = 48\,000 \text{ kWh}$$

De acordo com (ICAI, 2009) a tensão das baterias a seleccionar é determinada em função da potência total dos módulos. Assim sendo:

- 24V para  $1600 \text{ W}_c \leq P_{\text{pic}} \leq 3000 \text{ W}_p$ ;
- 48V para  $P_{\text{pic}} > 3000 \text{ W}_p$

Desenvolvendo (12) para determinar a capacidade do banco de baterias, resulta:

$$C_{\text{bat}} = \frac{48000 \text{ kWh} \times 1}{0,7 \times 48 \text{ V}} = 1\,428,5 \approx 1\,429 \text{ Ah}$$

Para diminuir o custo do sistema de baterias capaz de responder aos requisitos de capacidade de armazenamento apresentados, escolheu-se a bateria de tipo DIXSG Lifepo4 24 V-200 Ah.

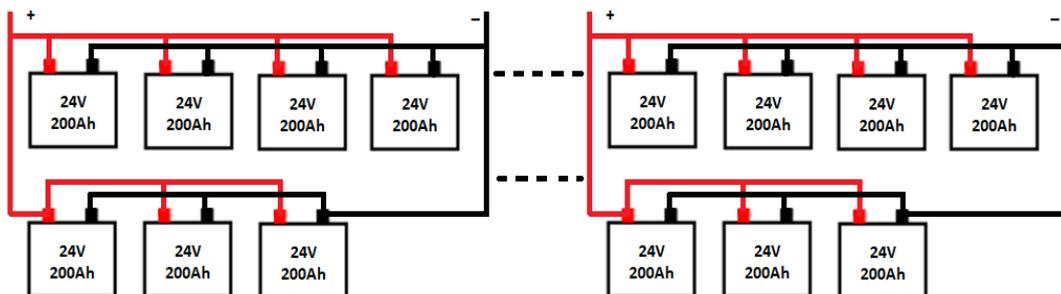
O número de baterias a ligar em paralelo para obter a capacidade de armazenamento desejada é dado por:

$$N_{\text{bp}} = \frac{C_{\text{bat}}}{C_{\text{be}}} \quad (14)$$

Onde  $N_{\text{bp}}$  indica o número de baterias ligadas em paralelo,  $C_{\text{bat}}$  a capacidade total do sistema de armazenamento (Ah) e  $C_{\text{be}}$  a capacidade da bateria escolhida (Ah). Logo, após uso da relação (14), o número de baterias ligadas em paralelo é:  $N_{\text{bp}} = 7$  baterias

**Figura 4**

*Configuração do banco de baterias*



Fonte: Adaptado pelos autores

Assim, serão aplicadas 7 baterias de 24V-200Ah ligadas em paralelo a dois inversores, também entre elas ligados em paralelo. Ao todo, o sistema de armazenamento de energia terá um total de 161 baterias, configuradas conforme apresentado na figura 4.

### 3.9 Determinação de secção dos condutores

#### 3.9.1 Condutores DC

Os condutores DC estabelecem a ligação entre a caixa de junção dos módulos fotovoltaicos e o regulador de carga/inversor, devendo ser enterrados ou entubados. A norma europeia IEC 60364-7-712 recomenda que o condutor principal DC, em condições STC, tem de ser dimensionado para 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador (IEC, 2002).

A secção do condutor DC é obtida através de um valor normalizado de 2,5 mm<sup>2</sup>, 4 mm<sup>2</sup>, 6 mm<sup>2</sup>, 10 mm<sup>2</sup> e 16 mm<sup>2</sup>. Ela é calculada pela relação 15:

$$S_{DC} = \frac{2L \times I_{CC} \times N_S}{\Delta U \times U_{string} \times \sigma} \quad (15)$$

Onde  $S_{DC}$  é secção (mm<sup>2</sup>),  $L$  o comprimento (m),  $I_{CC}$  a corrente de curto-circuito (A),  $N_S$  o número de fileiras ligadas ao cabo,  $\Delta U$  a queda de tensão (%),  $U_{string}$  a tensão dos módulos colocados em série (V) e  $\sigma$  a condutividade eléctrica do condutor (m/Ωmm<sup>2</sup>).

Note-se que as características dos condutores a aplicar têm por base as correntes e tensões observadas em cada uma das fileiras formadas pelos módulos fotovoltaicos. Aplicando a relação (15) para os diferentes troços do circuito, obtém-se:

1. Secção dos condutores entre a fileira e a caixa de junção ( $L = 20$  m):

$$S_{DC} = \frac{(2 \times 20) \text{ m} \times 11,6 \text{ A} \times 1}{0,01 \times 411 \text{ V} \times 61,7 \text{ m/mm}^2} = \frac{348}{253,5} = 1,37 \text{ mm}^2$$

Assim, serão utilizados condutores de 2,5 mm<sup>2</sup> de valor normalizado.

2. Secção dos condutores entre a caixa de junção e o inversor híbrido
  - Edifício A-C ( $L = 56$  m):

$$S_{DC} = \frac{(2 \times 56) \text{ m} \times 11,6 \text{ A} \times 1}{0,01 \times 411 \text{ V} \times 61,7 \text{ m/mm}^2} = \frac{1\,299,2}{253,5} = 5,1 \text{ mm}^2$$

- Edifício B-C ( $L = 125$  m):

$$S_{DC} = \frac{(2 \times 125) \text{ m} \times 11,6 \text{ A} \times 1}{0,01 \times 411 \text{ V} \times 61,7 \text{ m/mm}^2} = \frac{2\,900}{507,17} = 5,7 \text{ mm}^2$$

Desta forma, serão utilizados condutores de 10 mm<sup>2</sup> para a ligação entre edifícios.

#### 3.9.2 Condutores AC

A secção de condutores dentro do edifício C: distância entre o inversor híbrido até os equipamentos de protecção, (ponto de conexão das cargas),  $L = 12$  m.

Ela é obtida através da seguinte expressão:

$$S_{AC\_mono} = \frac{2L \times I_N \times \cos\phi}{\Delta U \times U_s \times \sigma} \quad (16)$$

$$\text{Sabendo que } P = U \times I \quad (17)$$

$$\Rightarrow I = \frac{P}{U} = \frac{5400 \text{ W}}{220 \text{ V}} \Rightarrow I = 24,54 \text{ A}$$

$$S_{AC\_mono} = \frac{2 \times (12) \text{ m} \times 24,54 \text{ A} \times 1}{0,01 \times 220 \text{ V} \times 61,7 \text{ m/mm}^2} = 4,33 \text{ mm}^2$$

Desta forma, serão utilizados condutores de 6 mm<sup>2</sup> para a ligação entre os inversores e quadro eléctrico.

Onde  $S_{AC\_mono}$  indica a secção do condutor monofásico ( $mm^2$ ),  $L$  o comprimento (m),  $I_N$  a corrente nominal (A),  $\cos\varphi$  o factor de potência,  $\Delta U$  a queda de tensão (%),  $U_s$  a tensão simples (V) e  $\sigma$  a condutividade eléctrica do condutor ( $m/\Omega mm^2$ ).

## 4 RESULTADOS

Tendo em vista a análise económica à solução proposta, foi efectuada uma comparação entre o custo de aquisição associado ao sistema fotovoltaico *Off-Grid* e o sistema existente, baseado num grupo gerador a diesel.

### 4.1 Sistema fotovoltaico Off-Grid

Sendo 460 módulos fotovoltaicos, com preço unitário de 223,37 €, o custo total é estimado a 102 750, 20 €. O valor dos inversores híbridos (46 unidades) é estimado a 30 918,90 € e o preço total das baterias (161 unidades) é avaliado a 80 983,00 €. Os dispositivos de protecção das instalações têm um custo total de 2 500 € e a cablagem e custos diversos são avaliados a 7 000,00 €. De modo geral, o custo da instalação do sistema fotovoltaico *Off-Grid* da UNIKIVI é avaliado a **224 152, 10 €** (vide apêndice 1).

### 4.2 Grupo gerador de 250 kVA

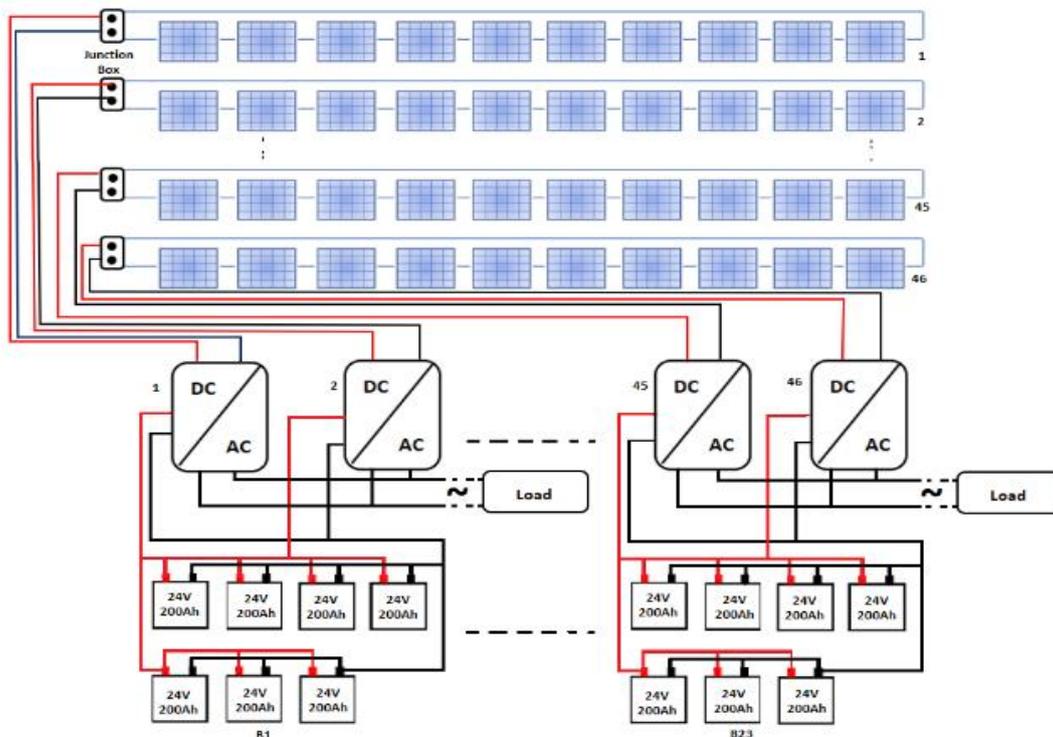
Em funcionamento, o grupo gerador do Campus da UNIKIVI consome 150 litros de combustível diariamente, o que implica que o consumo mensal seja de 4 500 litros. Sendo o preço actual do gasóleo de 135,00 AOA (0,248589 €), o custo estimado com combustível ao longo de 25 anos é de 182 250 000,00 AOA (335 595,15 €). O custo global ligado à compra de geradores e ao seu funcionamento é avaliado a **428 292,15 €** (378 998 163,00 AOA) (vide apêndice 2).

## 5 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO SISTEMA EM SIMULINK / MATLAB

A figura 5 apresenta a visão geral do sistema fotovoltaico proposto para o Campus da UNIKIVI.

Figura 5

Configuração do sistema fotovoltaico proposto para o Campus da UNIKIVI.



Fonte: Adaptado pelos autores

Para avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico *Off-Grid* proposto em diversas condições de funcionamento, foi desenvolvido um modelo de simulação em ambiente MATLAB/Simulink.

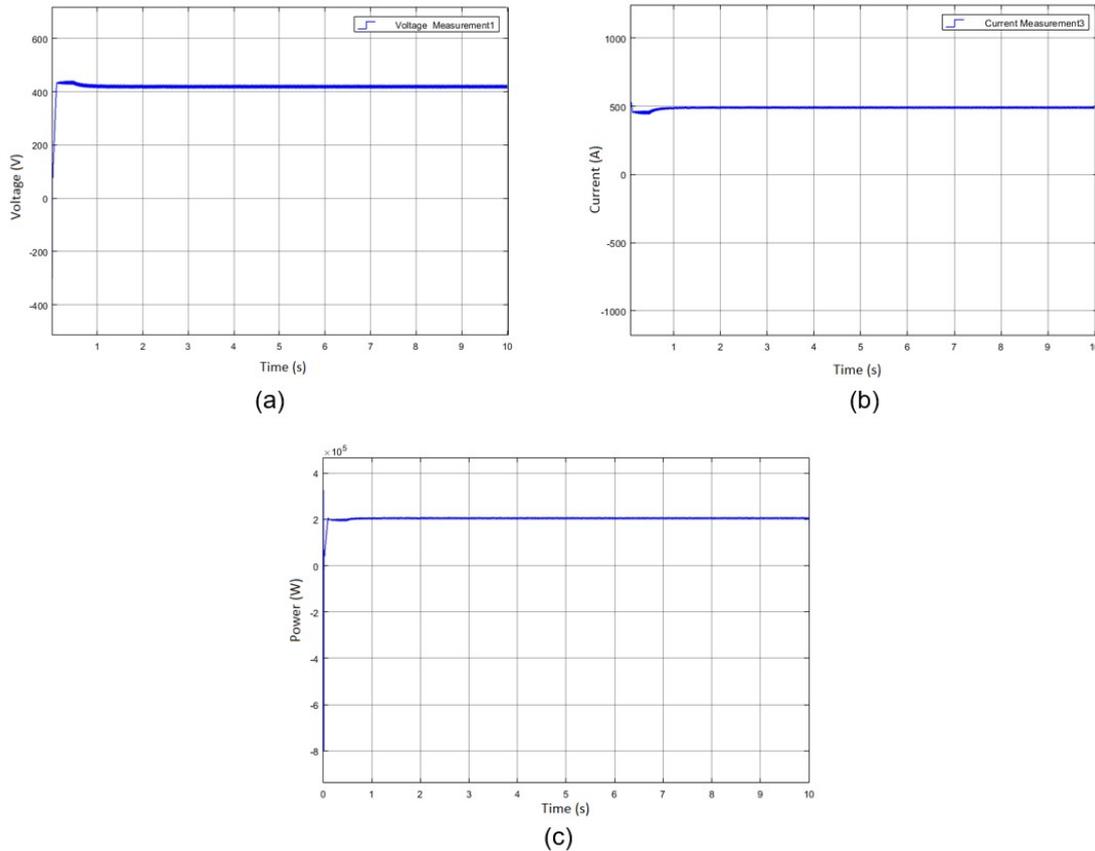
São apresentados, de seguida, os resultados obtidos em pontos relevantes do sistema *Off-Grid*.

## 5.1 Saída dos módulos fotovoltaicos

A figura 6 apresenta a evolução das variáveis eléctricas observada na saída dos módulos fotovoltaicos, na presença de condições padrão de irradiação e temperatura ( $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Como pode se observar, a figura (6a) apresenta uma curva de tensão a volta de  $410 \text{ V}$ , enquanto a figura (6b) mostra uma curva de corrente de  $500 \text{ A}$ , e a figura (6c) ilustra uma curva de potência de  $(2) \times 10^5 \text{ W}$ .

**Figura 6**

Variáveis eléctricas observadas na saída dos módulos fotovoltaicos: (a) Tensão; (b) Corrente; (c) Potência.



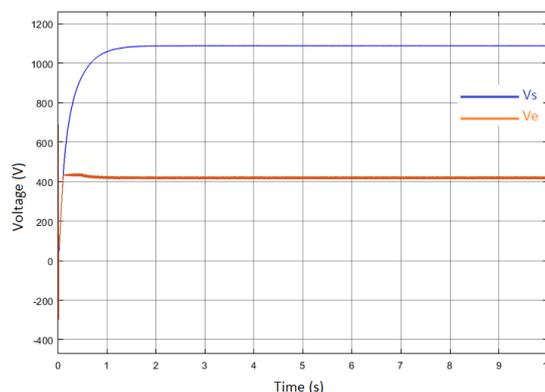
Fonte: Adaptados pelos autores / Simulink-Matlab

## 5.2 Conversor DC-DC boost

O conversor DC-DC boost é um elemento que assume a função de correcção do factor de potência global do circuito.

**Figura 7**

Tensão eléctrica observada na entrada ( $V_e$ ) e na saída ( $V_s$ ) do conversor DC-DC boost



Fonte: Adaptado pelos autores / Simulink-Matlab

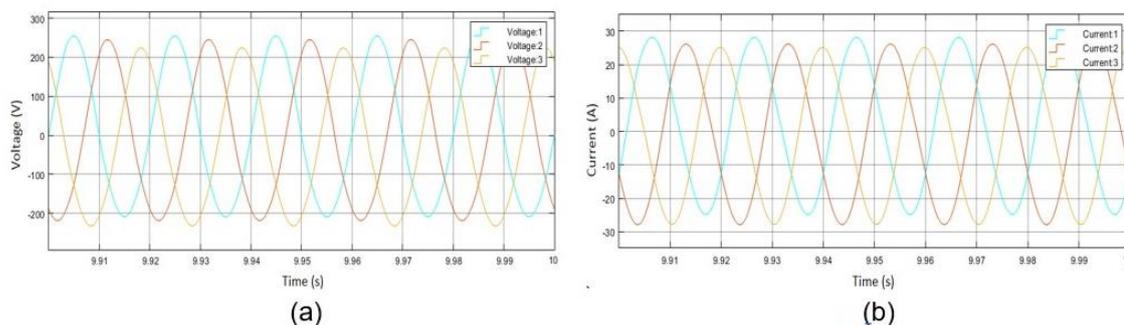
A figura 7 apresenta a evolução das tensões observadas na entrada e saída do conversor DC-DC boost na presença de condições padrão de irradiação e temperatura ( $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Lê-se que o conversor DC-DC boost tem uma tensão na entrada de 410 V (curva vermelha) e na saída uma tensão boostada a 1 200 V (curva azul) (Fig. 7).

### 5.3 Inversor

A figura 8 apresenta a evolução das tensões e correntes observada na saída do inversor, na presença de condições padrão de irradiação e temperatura ( $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). A figura (8a) tem três curvas que ilustram variações de tensão na faixa de 220 - 250 V na saída do inversor. Enquanto a figura (8b), estão representadas três curvas que mostram variações de corrente, situando-se entre aproximadamente 25 A e 28 A.

**Figura 8**

Variáveis eléctricas observadas na saída do inversor: (a) Tensões fase-neutro; (b) Correntes de linha



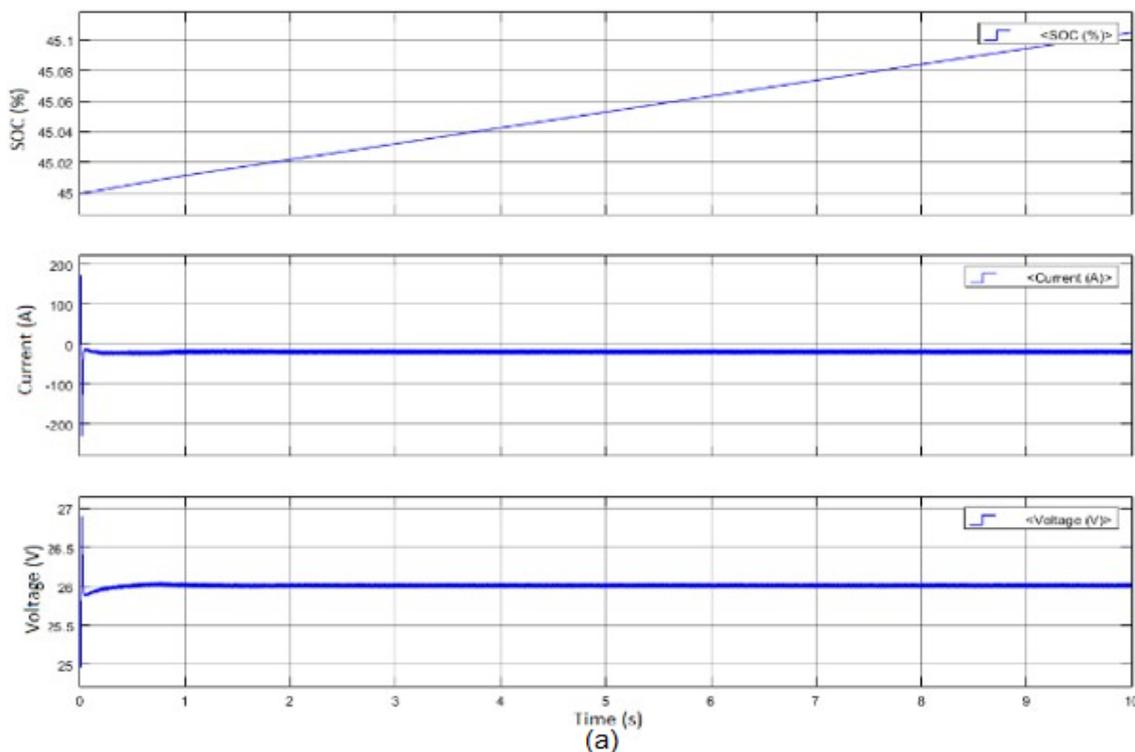
Fonte: Adaptados pelos autores/simulink-matlab

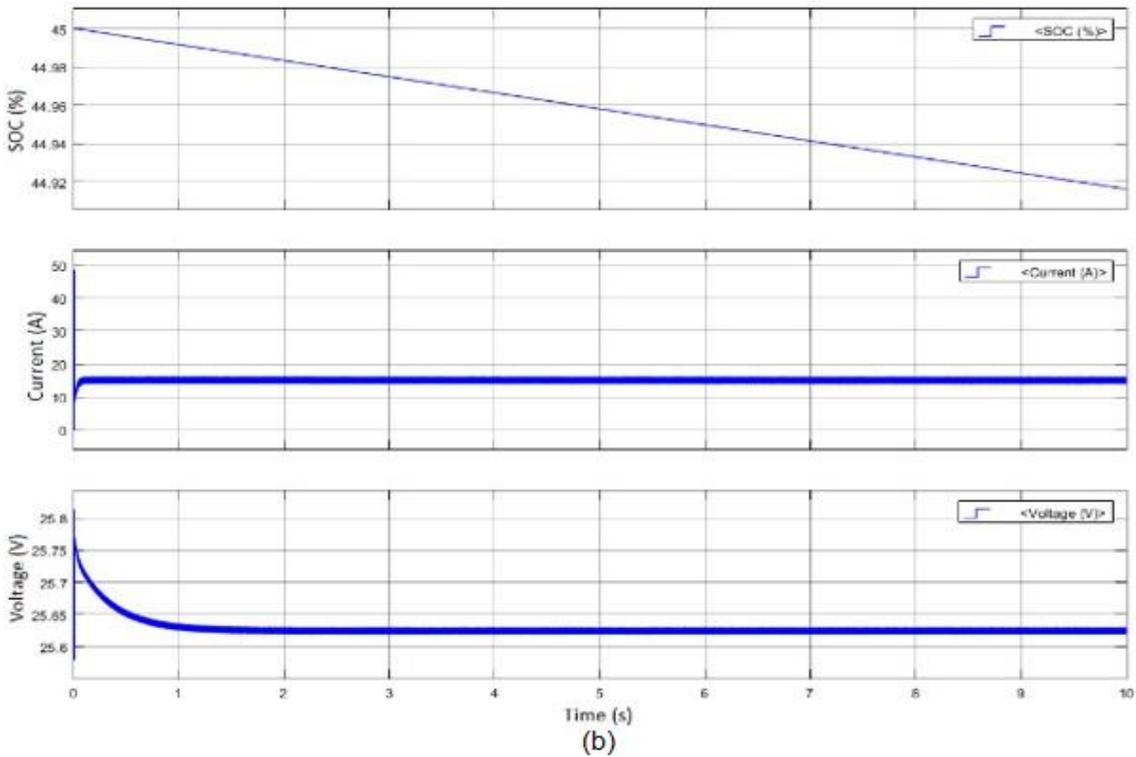
### 5.4 Baterias

A figura 9 apresenta a evolução de estado da carga (*State of charge* (SOC)), corrente e tensão, observada no banco de baterias, na presença de condições padrão de irradiação e temperatura ( $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

**Figura 9**

Variáveis eléctricas observadas no banco de baterias nas seguintes condições de funcionamento: Carregamento (a); Descarregamento (b).





Fonte: Adaptados pelos autores/simulink-matlab

A figura (9a) apresenta o estado da carga da bateria variando entre 45 e 45,1 %, a corrente consumida foi menor a 0 A e a tensão foi estável a 26 V no banco de baterias. Por outro lado, na figura (9b), também estão exibidas três curvas que demonstram a variação do estado de descarga entre 45 e 44,92 %, com a corrente de 15 A e uma tensão estável a 25,62 V no mesmo banco de baterias.

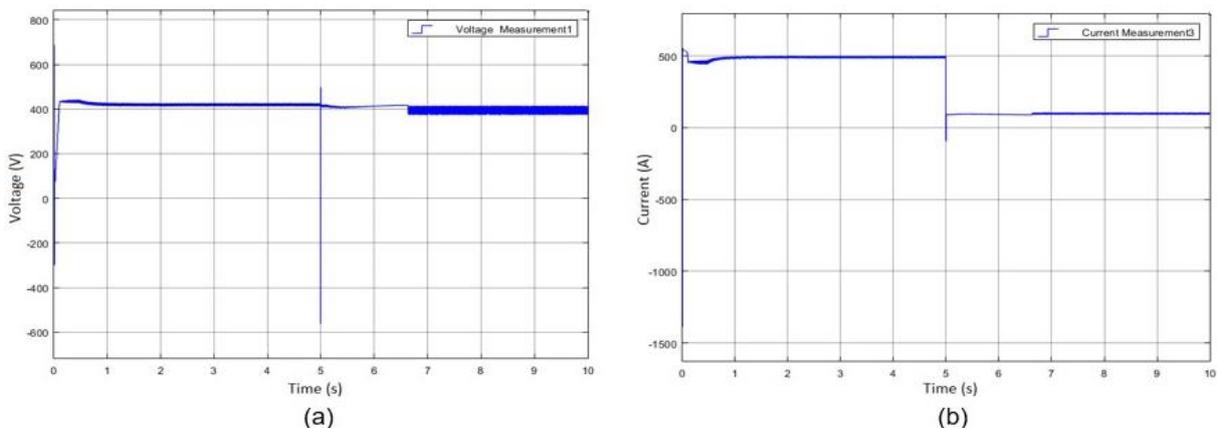
## 5.5 Influência da irradiação

Para perceber o comportamento do sistema perante variações súbitas na irradiação, foi efectuada uma simulação na qual foi aplicada uma perturbação de  $G = 1000 \text{ W/m}^2$  para  $G = 200 \text{ W/m}^2$ , para o instante  $t = 5 \text{ s}$ .

A figura 10 apresenta a evolução das variáveis eléctricas, observadas na saída dos módulos fotovoltaicos, para as condições referidas.

**Figura 10**

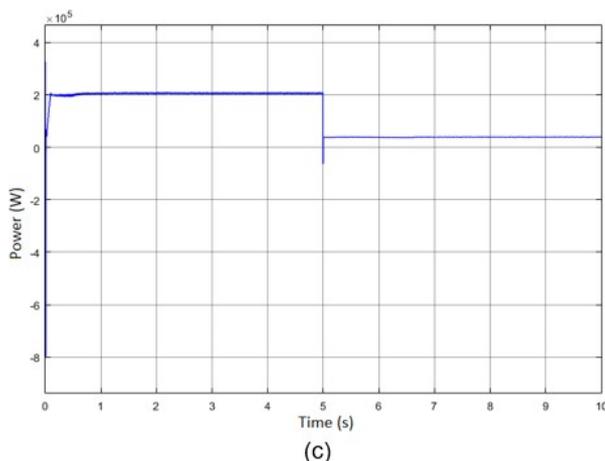
*Variáveis eléctricas observadas na saída dos módulos fotovoltaicos, perante uma variação brusca na irradiação: (a) Tensão; (b) Corrente; (c) Potência.*



Fonte: Adaptados pelos autores/Simulink-Matlab

A figura (10a) apresenta uma variação na irradiação que levou a uma diminuição de tensão aproximadamente de 60 V. A corrente eléctrica diminuiu aproximadamente a 400 A (Fig. 10b), esse

facto limita significativamente a potência produzida pelo sistema fotovoltaico, que se degradou até  $0,5 \cdot 10^5$  W (Fig. 10c).



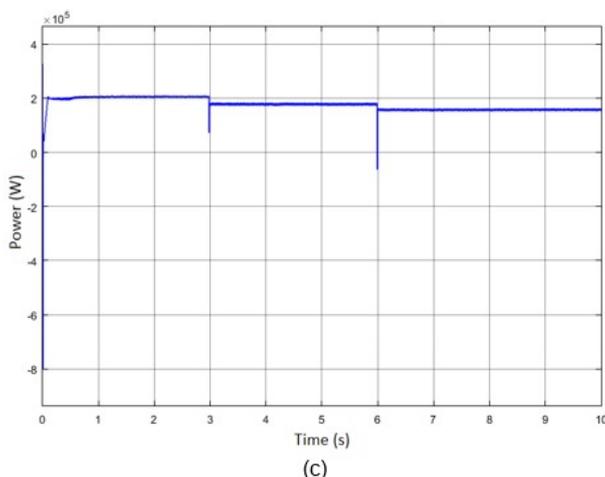
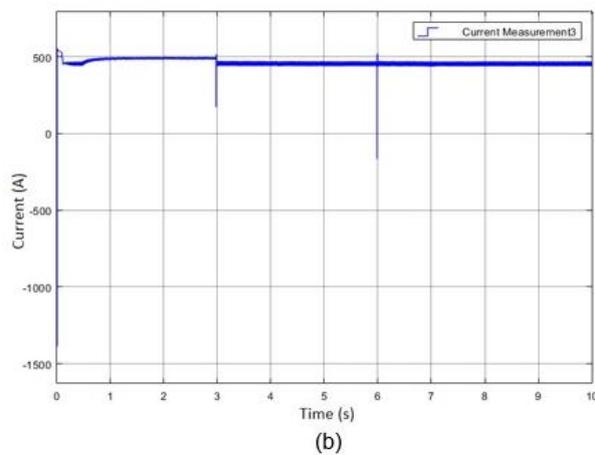
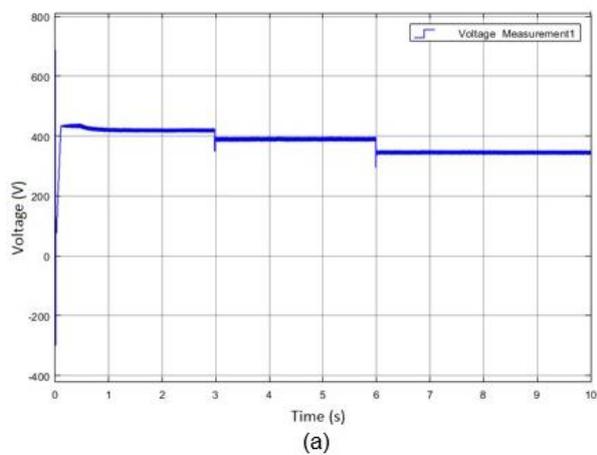
Fonte: Adaptados pelos autores/Simulink-Matlab

## 5.6 Influência da temperatura

Para perceber o comportamento do sistema perante variações na temperatura, foi efectuada uma simulação na qual foram aplicadas as seguintes variações: no instante  $t = 3$  s, a temperatura aumenta de  $T = 25$  °C para  $T = 50$  °C; em  $t = 6$  s, a temperatura aumenta de  $T = 50$  °C para  $T = 75$  °C.

**Figura 11**

Variáveis eléctricas observadas na saída dos módulos fotovoltaicos, perante variações na temperatura: (a) Tensão; (b) Corrente; (c) Potência.



Fonte: Adaptados pelos autores/Simulink-Matlab

A figura 11, apresentada acima, exibe a progressão temporal das variáveis elétricas observadas na saída dos módulos fotovoltaicos sob as condições mencionadas. Constatou-se o aumento da temperatura que afectou de forma notável a tensão. Após 3 s, a temperatura aumentou de 25 °C e a tensão baixou de 10 V (410-400 V), após 6 s, a temperatura aumentou mais de 25 °C e a tensão baixou de 20 V (400-380 V) (Fig. 11-a). Outro lado, a variação da temperatura durante 3 s e 6s reduziu a corrente de 10 A (500-490 A) (Fig. 11-b), por final, a potência passou de  $(2-1,90) \cdot 10^5$  W a 3s, e a 6 s passou até  $1,80 \cdot 10^5$  W (Fig. 11-c).

## 5.7 Análise dos resultados

Os resultados obtidos mostram a manutenção do ponto de funcionamento dos módulos fotovoltaicos ao redor do ponto de potência máxima, independentemente da variação de irradiação, temperatura e da carga. O facto do conversor DC-DC boost apresentar rendimento da ordem de 90 %, conjugado com a perda reduzida de potência nos módulos fotovoltaicos, leva a concluir que o nosso sistema funciona adequadamente.

A viabilidade da solução proposta é feita de acordo com os custos de implementação e manutenção ao longo de 25 anos, que é o tempo de vida útil dos módulos fotovoltaicos. De acordo com os dados apresentados nas tabelas 4 e 5, a implementação do sistema fotovoltaico *Off-Grid* reduz em quase metade os custos, para além de possuir associadas importantes vantagens ao nível ambiental. O sistema fotovoltaico *Off-Grid* do Campus da UNIKIVI tem um custo total de 224 152,10 € durante 25 anos, se forem mantidas as condições de consumo de energia actuais. Já a solução baseada num grupo gerador térmico tem associado um custo total de 428 292,15 € durante um período de 25 anos, o que significa que o Campus terá uma economia de aproximadamente 204.140,05 €.

## 6 CONCLUSÕES FINAIS

O uso da tecnologia fotovoltaica tem sido predominante em países mais desenvolvidos, mas está gradualmente ganhando terreno no mercado africano, com destaque para o mercado angolano. Apesar de envolver custos iniciais mais elevados em comparação com soluções baseadas em grupos geradores térmicos, o investimento em energia fotovoltaica se revela altamente compensador a longo prazo, devido à considerável economia nos custos de energia em relação às fontes térmicas.

As condições geográficas favoráveis, juntamente com a durabilidade substancial desse sistema (cerca de 25 anos), a necessidade reduzida de manutenção e seus benefícios ambientais, têm aumentado o interesse por soluções baseadas na tecnologia fotovoltaica. A escolha dos módulos fotovoltaicos foi criteriosa, levando em consideração a superfície disponível nos telhados do Campus da Universidade Kimpa Vita.

Com a instalação de 460 módulos fotovoltaicos, foi possível alcançar uma capacidade de geração de 200 kW. Além disso, o sistema inclui um parque de 161 baterias com uma capacidade total de 1429 Ah, bem como 46 inversores híbridos, que desempenham o papel crucial de conectar os módulos fotovoltaicos às cargas de corrente alternada a serem alimentadas. Essa abordagem demonstra, o comprometimento com a adopção do sistema fotovoltaico *Off-Grid* e suas vantagens sustentáveis, no contexto do Campus da Universidade Kimpa Vita.

## 7 APÊNDICE

### 7.1 Apêndice 1

Tabela 4

*Custos associados ao funcionamento do grupo gerador a diesel*

GERADOR DIESEL			
Tipo	Quantidade	Custo unitário (€)	Custo total (€)
250 kVA	2	46 348,50	92 697
PREÇO DE COMBUSTÍVEL			
Tipo	Quantidade (L)	Preço unitário (€)	Preço total (€)

Gasóleo	1 350 000	0,248589	335 595,15
Total geral			428 292,15 €

Fonte: Tirado de Preço em Angola de Ud de Grupo Electrogéneo (n.d). Gerador de preços para construção civil. CYPE Engenheiros, S.A. Disponível em: [http://www.angola.geradordeprecos.info/obra\\_nova/calculaprecio.asp?Valor=20|0\\_0\\_0|IER010|ier 010: 0\\_0\\_0\\_0\\_5\\_1\\_0\\_0\\_0](http://www.angola.geradordeprecos.info/obra_nova/calculaprecio.asp?Valor=20|0_0_0|IER010|ier 010: 0_0_0_0_5_1_0_0_0)].

## 7.2 Apêndice 2

**Tabela 5**

*Custos associados aos componentes do sistema fotovoltaico Off-Grid*

<b>MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>			
Modelo	Quantidade	Custo unitário (€)	Custo total (€)
Canadian Solar 450MS	460	223,37	102 750,20
<b>INVERSORES HÍBRIDO</b>			
Modelo	Quantidade	Preço unitário (€)	Preço total (€)
PV1800 PRO SERIES 5.2KW	46	672,15	30 918,90
<b>BATERIA</b>			
Modelo	Quantidade	Preço unitário (€)	Preço total (€)
DIXSG Lifepo4 24V-200Ah	161	503,00	80 983,00
<b>DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO</b>			
			Preço total (€)
			2 500,00
<b>CABLAGEM E DIVERSOS</b>			
			Preço total (€)
			7 000,00
<b>Total geral</b>			<b>224 152,10 €</b>

Fonte: Pelos autores, (2023), elaborado a partir dos dados tirados de (Solartronic, n.d). Disponível em: [https://csisolar.en.alibaba.com/productgroup/828192047/KuPower\\_Replacement\\_Module.html?spm=a2700.shop\\_index.88.17](https://csisolar.en.alibaba.com/productgroup/828192047/KuPower_Replacement_Module.html?spm=a2700.shop_index.88.17)

## 8 REFERÊNCIAS

- Abdin, Z., & Mérida, W. (2019). Hybrid energy systems for Off-Grid power supply and hydrogen production based on renewable energy: A techno-economic analysis. In *Energy Conversion and Management*, 196, 1068–1079. Retrieved from: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.06.068>.
- Bellala, D. (2009). Contribution à l'Optimisation des Systèmes de Conversion d'Énergie. Application aux Systèmes Photovoltaïques, Doctorat. Génie industriel (Université Batna 2), 141p. Retrieved from <http://eprints.univ-batna2.dz/1022/>.
- Fidele, M. K. (2021). Conception d'une station expérimentale de traitement des eaux usées par filtres plantés des macrophytes : " Cas de l'Université Kimpa Vita d'Uíge /Angola ." Thèse de Doctorat, Génie Civil (Université Côte d'Azur), 303p. Retrieved from <https://theses.hal.science/tel-03198018>.
- Flèche, B., & Delagnes, D. (2007). Production d'énergie électrique : Énergie solaire photovoltaïque. Retrieved from: [https://www.doc-developpement-durable.org/file/Energie/Solaire-photovoltaïque/Energie\\_solaire\\_photovoltaïque.pdf/](https://www.doc-developpement-durable.org/file/Energie/Solaire-photovoltaïque/Energie_solaire_photovoltaïque.pdf/).
- Fundación ICAI (ICAI).(2009). Manuel de formación para l'Installation et la Maintenance de petits systèmes photovoltaïques. Retrieved from: [https://unmundosalvadorsoler.org/\\_Files/foro/Manuel Pratique de petits systèmes photovoltaïques.pdf/](https://unmundosalvadorsoler.org/_Files/foro/Manuel Pratique de petits systèmes photovoltaïques.pdf/).
- International Electrotechnical Commission (IEC). (2002). Installations électriques des bâtiments - Partie

7-712: Règles pour les installations et emplacements spéciaux – Alimentations photovoltaïques solaires (PV). In C. 60364-7-712 (Ed.) (Vol. 1, pp. 1–13). Retrieved from <https://pdfslide.net/documents/60364-7-712.html?page=2>.

- Kalamaras, E., Belekoukia, M., Lin, Z., Xu, B., Wang, H., & Xuan, J. (2019). Techno-economic Assessment of a Hybrid Off-Grid DC System for Combined Heat and Power Generation in Remote Islands. In *Energy Procedia*, 158, 6315–6320. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.406>.
- León, J., Martín-Campo, F. J., Ortuño, M. T., Vitoriano, B., Carrasco, L. M., & Narvarte, L. (2020). A methodology for designing electrification programs for remote areas. In *Central European Journal of Operations Research*, 28(4), 1265–1290. Retrieved from <https://doi.org/10.1007/s10100-019-00649-6>.
- Li, J., Liu, P., & Li, Z. (2020). Optimal design and techno-economic analysis of a solar-wind-biomass Off-Grid hybrid power system for remote rural electrification: A case study of west China. In *Energy*, 208(118387). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118387>.
- Macmillan Education. (2008). *Angola atlas geográfico : Ensino secundário*. 1a ed. Oxford OX4 3PP. Macmillan Publishers Limited.
- Mohseni, M., Moosavian, S. F., & Hajinezhad, A. (2022). Feasibility evaluation of an Off-Grid solar-biomass system for remote area electrification considering various economic factors. In *Energy Science & Engineering*, 8(10), 3091–3107. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/ese3.1202>.
- MUST, P (n.d.). PV 1800 Séries (3KW-5,2 KW): PV1800 PRO Off Grid Solar Inverter (3/5.2KW). Pure sine wave High frequency solar inverter (450V). Retrieved from: <https://www.mustpower.com/wp-content/uploads/2018/12/05-PV1800-PRO-1.pdf>.
- PVsys Photovoltaic software. (n.d.). Retrieved from <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>.
- Rajanna, S., & Saini, R. P. (2016). Modeling of integrated renewable energy system for electrification of a remote area in India. In *Renewable Energy*, 90(175–187). <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.12.067>.
- Robert, B., & Brown, E. B. (2004). GREENPRO: Energia fotovoltaica. Manual sobre tecnologias, projecto e instalação. (1). Berlin. Comissão Europeia. Retrieved from [http://www.jgduarte.com/download/greenpro\\_fotovoltaico.pdf/](http://www.jgduarte.com/download/greenpro_fotovoltaico.pdf/).
- Solartronics, C. (n.d.). Canadian Solar. Original Canadian solar module. Retrieved from [https://csisolar.en.alibaba.com/productgroupdetail-828192047/KuPower\\_Replacement\\_Module.html?spm=a2700.shop\\_index.88.17](https://csisolar.en.alibaba.com/productgroupdetail-828192047/KuPower_Replacement_Module.html?spm=a2700.shop_index.88.17).
- Tovar, L. G. C. L. de M. (2020). *Hybrid AC/DC Microgrids for Rural Electrification*. Dissertação. Faculdade de Engenharia (Universidade do Porto), 70p. Retrieved from <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/132845/2/411552.pdf/>.