

# **Cálculos solares**

## ***Estudio de viabilidad técnica para la autogestión energética sostenible en una isla remota***

*Trabajo de fin de máster*

## **Anexo 2**

**Ingolf Spreewitz  
Gabriel Ignacio Rello Costa  
José Rey Pozueco  
Jordi Calpe i Planells  
Joshua Ponce Delgado**

Universidad Europea  
Máster en Energías Renovables  
Curso 2022 – 2023



# Índice global

<b>1</b>	<b>Selección de emplazamientos .....</b>	<b>5</b>
1.2	Parque fotovoltaico 1 – Tokomololo (7 MW) .....	5
1.3	Parque fotovoltaico 2 – Utulau (5 MW) .....	6
1.4	Parque fotovoltaico 3 – Lakepa (6 MW) .....	6
<b>2</b>	<b>Justificación de los cálculos .....</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Comparación entre datos teóricos y simulación .....</b>	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Referencias bibliográficas .....</b>	<b>11</b>

# Índice de figuras

1.1.1.1	Ubicaciones plantas fotovoltaicas Tongatapu (Earth Google) .....	5
1.2.1.1	Ubicación parque Tokomololo - 7 MW (Earth Google).....	5
1.3.1.1	Ubicación parque Utulau - 5 MW (Earth Google) .....	6
1.4.1.1	Ubicación parque Lakepa - 5 MW (Earth Google) .....	6
2.1.1.1	Valores de los módulos .....	7
2.1.1.2	Valores de los inversores .....	7
2.1.1.3	Resultados de la comprobación teórica .....	9
2.1.1.4	PFV1 – Tokomololo (7 MW). Resultados de la simulación (PVSyst) .....	9
2.1.1.5	PFV2 – Utulau (5 MW). Resultados de la simulación (PVSyst) .....	9
2.1.1.6	PFV3 – Lakepa (6 MW). Resultados de la simulación (PVSyst).....	10
3.1.1.1	Comparación teórica frente simulaciones PVSyst .....	10

# 1 Selección de emplazamientos

Se han seleccionado tres emplazamientos para realizar los diferentes campos fotovoltaicos, pues no se realizarán en a la vez, si no que se irán implantando con el fin de cumplir el objetivo final planteado en la hipótesis.



1.1.1.1 Ubicaciones plantas fotovoltaicas Tongatapu (Earth Google)

## 1.2 Parque fotovoltaico 1 – Tokomololo (7 MW)

- **Área:** Tokomololo, Tongatapu (34.000 m<sup>2</sup>)
- **Coordenadas:** 21.1891667 Sur, -175.240277 Oeste

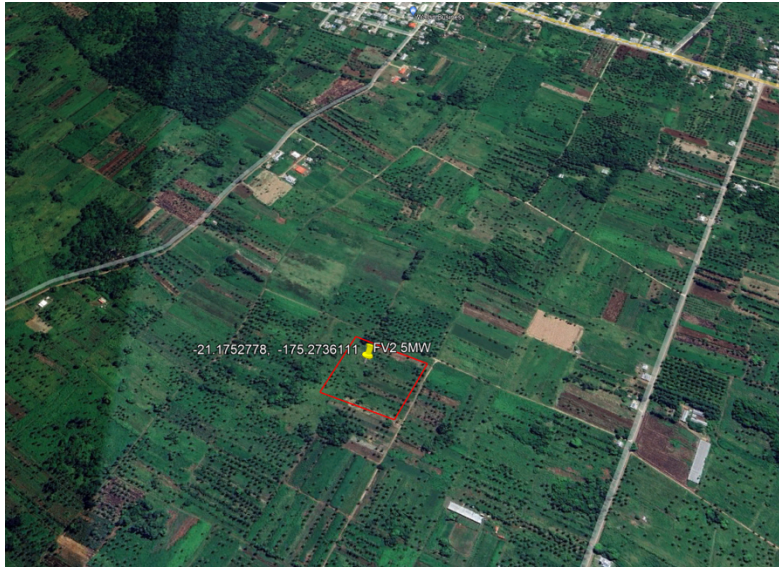


1.2.1.1 Ubicación parque Tokomololo - 7 MW (Earth Google)



## 1.3 Parque fotovoltaico 2 – Utulau (5 MW)

- **Área:** Utulau, Tongatapu (24.000 m<sup>2</sup>)
- **Coordenadas:** 21.1752778 Sur, -175.2736111 Oeste



1.3.1.1 Ubicación parque Utulau - 5 MW (Earth Google)

## 1.4 Parque fotovoltaico 3 – Lakepa (6 MW)

- **Área:** Lakepa, Tongatapu (29.000 m<sup>2</sup>)
- **Coordenadas:** 21.1497222 Sur, -175.2938888 Oeste



1.4.1.1 Ubicación parque Lakepa - 5 MW (Earth Google)

## 2 Justificación de los cálculos

Para comprobar los valores obtenidos en el PVSyst se realiza un cálculo aritmético en función de la potencia y la energía obtenida con el PvSyst además de los módulos e inversores seleccionados.

Se ha realizado el cálculo a partir de los módulos fotovoltaicos de *Rise energy*, modelo: RSM132-8-655M-675M; y el inversor: Ingecon Sun 1110 TL U B400, cuyos catálogos se encuentran en la bibliografía.

Paneles: RSM132-8-655M-675M. (RISEN ENERGY CO., LTD (n.d))

Inversor: Ingecon Sun 1110 TL U B400 ((Ingeteam, n.d.))

### - **Valores empleados para los cálculos**

Datos panel RSM 132-8-675	Valor	unidad
P nom	675	Wp
V voc	46,35	V
I sc	18,48	A
V MPP	38,66	V
I MPP	17,47	A
Ef	21,7	%

#### 2.1.1.1 Valores de los módulos

Inversor Ingecon Sunn 1110 TL U B 400	Valores	Unidad
Rango DC	580-820	V
V in max	1050	V
I max	2000	A

#### 2.1.1.2 Valores de los inversores

En cuanto a las fórmulas empleadas, para obtener el número de inversores totales se estipulan dos fórmulas alternativas de las cuales se seleccionará el promedio de cada una de ellas:

$$A (1): N_{inv} = \frac{\text{Energía vertida} \frac{Kwh}{año}}{\text{Pot Max admitida Kw} \cdot H_{eq}}$$

$$A (2): \frac{\text{Pot instalada Kw}}{\text{Pot Max inversor}}$$

Una vez obtenemos el valor promedio de cada una de las fórmulas procedemos a calcular el número de paneles ( $N_{Pt}$ , el número de paneles por inversor ( $N_p$ ), número de strings ( $N_s$ ) y el total de paneles ( $N_t$ ) empleando las siguientes fórmulas:

$$N_s = \frac{V_{in\ MPP}}{V_{out\ MPP}}$$

$$N_t = \frac{Pot\ instalada\ W}{Pot\ unitaria\ celula\ W}$$

$$N_p = \frac{N_t}{N_s}$$

$$N_{p\ por\ inversor} = \frac{N_t}{N_s \cdot num\ inversores}$$

Donde:

- $V_{inMPP}$  = Tensión de entrada en el inversor comprendida en el rango de seguimiento del punto de máxima potencia.
- $V_{out\ MPP}$  = Tensión de salida de los módulos en el punto de máxima potencia.

Una vez obtenidos estos valores se realiza la comprobación para los parámetros, donde se han de cumplir principalmente estas tres que a continuación se presentan:

$$(C1) \text{ Intensidad mod Mpp} \cdot NP < \text{Intensidad Max Mpp}$$

$$(C2) \frac{V_{min\ Mpp}}{V_{mod}} < N_s < \frac{V_{max\ MPP}}{V_{mod}}$$

$$(C3) \frac{P_{max}}{1,1 \cdot P_{pmp} \cdot N_s} < N_p < \frac{P_{nom}}{1,1 \cdot P_{pmp} \cdot N_s}$$

Y finalmente:

$$(C4) I_{max} > \sum N_p \cdot I_{sal}$$

Donde:

- $V_{minMPP}$  y  $V_{maxMPP}$  son los límites superior e inferior de voltaje del inversor en el punto de seguimiento máxima potencia.
- $V_{mod(tmax)}$  y  $V_{mod(tmin)}$  son las tensiones en el punto de máxima potencia del módulo cuando la temperatura de las células es  $t_{max}$  y  $t_{min}$ . En España,  $t_{max} = 70\ ^\circ\text{C}$  (80  $^\circ\text{C}$  en el sur) y  $t_{min} = -10\ ^\circ\text{C}$
- $P_{MAX}$  es la potencia máxima de entrada admitida al inversor
- $P_{NOM}$  es la potencia nominal del inversor
- $P_{PMP}$  es la potencia del módulo en el punto de máxima potencia



Siguiendo este cálculo, se han obtenido los siguientes resultados:

Parametros	Parques FV		
Pot instalada	7 MW	6 MW	5MW
MWh/año	10782,81	9271,6	7709,67
H equiv	1540,4	1545,27	1541,93
N inv A1	7	6	5
N in A2	5	4	3
N in promedio	6	5	4
Ns	18	18	18
Nt	10400	8900	7500
Np	582	495	420
Np/inversor	97	99	105
Vmin/Vmod < Ns (18) < Vmax/Vmod	15,4 < 18 < 21,8	15,4 < 18 < 21,8	15,4 < 18 < 21,8
In max $\geq \sum N_{pi} * I_s$	2000 > 1694,6	2000 > 1729,5	2000 > 1834,5
Pmax/(1,1*Pmp*NS) > Np > Pnom/(1,1*Pmp*N	127,4 < 97 < 79,2	127,4 > 99 > 79,2	127 > 105 > 79,2
Latitud (S)	21,189667	21,149722	21,175278
Longitud (W)	175,24028	175,293889	175,273611

### 2.1.1.3 Resultados de la comprobación teórica

Para el parque de Tokomololo (7 MW), según la simulación de PVSyst:

			Resumen sistema global	
Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT	Núm. de módulos	10773
Generador FV 1			Área del módulo	33465 m <sup>2</sup>
Risen Solar - RSM-132-8-650-M	19	567	Núm. de inversores	6
Ingeteam - Ingecon Sun 1110T...	6	1	Potencia FV nominal	7002 kWp
			Potencia de CA nominal	6120 kWCA
			Proporción Pnom	1.144

### 2.1.1.4 PFV1 – Tokomololo (7 MW). Resultados de la simulación (PVSyst)

Para el parque de Utulau (5 MW), según la simulación de PVSyst:

			Resumen sistema global	
Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT	Núm. de módulos	7695
Generador FV			Área del módulo	23903 m <sup>2</sup>
Risen Solar - RSM-132-8-650-M	19	405	Núm. de inversores	4
Ingeteam - Ingecon Sun 1110T...	4	1	Potencia FV nominal	5002 kWp
			Potencia de CA nominal	4080 kWCA
			Proporción Pnom	1.226

### 2.1.1.5 PFV2 – Utulau (5 MW). Resultados de la simulación (PVSyst)

Para el parque de Lakepa (6 MW), según la simulación de PVSyst:

			<b>Resumen sistema global</b>	
Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT	Núm. de módulos	9234
Generador FV			Área del módulo	28684 m <sup>2</sup>
Risen Solar - RSM-132-8-650-M	19	486	Núm. de inversores	5
Ingeteam - Ingecon Sun 1110T...	5	1	Potencia FV nominal	6002 kWp
			Potencia de CA nominal	5100 kWCA
			Proporción Pnom	1.177

2.1.1.6 PFV3 – Lakepa (6 MW). Resultados de la simulación (PVSyst)

### 3 Comparación entre datos teóricos y simulación

<b>Comparación de Número de paneles</b>			
<b>Emplazamiento</b>	<b>obtenido</b>	<b>Teórico</b>	<b>PVSIST</b>
<b>Parque 7 MW</b>	Paneles totales	10400	10773
	Series	18	19
	Paralelo	582	567
<b>Parque 6 MW</b>	Paneles totales	8900	9234
	Series	18	19
	Paralelo	495	486
<b>Parque de 5 MW</b>	Paneles totales	7500	7695
	Series	18	19
	Paralelo	420	405

3.1.1.1 Comparación teórica frente simulaciones PVSyst

- **Nota:** Los valores del cálculo teórico de paneles totales han sido redondeados al alza, se pueden ver en el anexo de cálculos teóricos los valores exactos de cada campo FV.

## 4 Referencias bibliográficas

Paneles: RSM132-8-655M-675M. (RISEN ENERGY CO., LTD (n.d))  
<https://es.risenenergy.com/uploads/20230330/RSM132-8-655-675M%20IEC1500V-35mm%202023H1-1-Spanish.pdf>

Inversor: Ingecon Sun 1110 TL U B400 ((*Ingeteam*, n.d.)  
[https://www.ingetteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD\\_3714\\_Archivo\\_is-powermax-tl-u-b-1000vdc-installation-and-operation-manual-en-abk2027iqe01-a.pdf](https://www.ingetteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_3714_Archivo_is-powermax-tl-u-b-1000vdc-installation-and-operation-manual-en-abk2027iqe01-a.pdf)