

# **Cálculos económicos**

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

***Trabajo de fin de máster***

## **Anexo 6**

**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>Proyectos en curso y fuentes de financiación .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Presupuesto .....</b>	<b>6</b>
2.1	Plantas fotovoltaicas .....	6
2.2	Parque eólico .....	8
2.3	SCADA.....	9
2.4	Sistema de baterías .....	10
2.5	Coste total .....	11
<b>3</b>	<b>Evolución del TIR y el VAN .....</b>	<b>12</b>
3.1	Caso más favorable (Caso A) .....	12
3.2	Caso más favorable (Caso B) .....	13
3.3	Caso más favorable (Caso C).....	14
<b>4</b>	<b>Referencias bibliográficas .....</b>	<b>15</b>

# Índice de figuras

2.1.1.1	Estimación de costes del parque solar.....	6
2.1.1.2	Parámetros generales de la valoración económica y financiera .....	7
2.2.1.1	Estimación de costes del parque eólico .....	8
2.3.1.1	Componentes bajo control del SCADA .....	9
2.3.1.2	Presupuesto del SCADA .....	10
2.5.1.1	Balance inicial de inversión .....	11
3.1.1.1	Evolución del VAN en el caso más favorable.....	12
3.2.1.1	Evolución del VAN en el caso intermedio .....	13
3.3.1.1	Evolución del VAN en el caso más crítico.....	14

# 1 Proyectos en curso y fuentes de financiación

El gobierno de Tonga tiene el propósito de establecer el marco hacia una transición energética sostenible, para ello cuenta con el apoyo económico del Ministerio de Finanzas y Planificación Nacional, además del fondo verde para el clima del Banco Asiático de desarrollo. (*Asian Development Bank. (n.d.)*).

Actualmente, está en marcha el Proyecto de Energía Renovable de Tonga (TREP) que está formado bajo el programa de Asistencia Técnica Regional para Transacciones (R-TRTA; 9242-REG del BAD). Este programa incluye: elaboración de proyectos de energía renovable, diseño de detalle y apoyo a la contratación en los 11 países insulares más pequeños del Pacífico, incluido Tonga. Todo esto se encuentra englobado dentro del marco del Fondo de Inversión en Energía Renovable del Pacífico, financiado por el Fondo Verde para el Clima (GCF).

El Banco Asiático de Desarrollo (ADB) y otros donantes están apoyando al Gobierno del Reino de Tonga para alcanzar sus ambiciosos objetivos de energía renovable establecidos, en total se estima un valor del fondo de inversión de 53,2M\$ procedentes del banco asiático y 5,9M \$ procedentes del gobierno de Tonga, lo que asciende a un presupuesto de 59,1M\$ de inversión total para la energía renovable. ((*TREP Project / Tonga Power Limited, n.d.*)).

Tonga Power, la empresa encargada del suministro eléctrico de Tonga, junto con el gobierno de Tonga, han fijado el objetivo de que para 2030, el 70% de todas las fuentes de generación de electricidad se generen a partir de fuentes de energía renovables. (*popua power station .(nd)*).

## 2 Presupuesto

### 2.1 Plantas fotovoltaicas

Dada la falta de datos sobre el valor de los módulos, inversores y cableado seleccionados, se ha realizado una estimación del presupuesto en función de los kW instalados para hacer una idea aproximada del coste de las instalaciones.

<b>Parque solar</b> Estimación de costes [\$]	
Potencia instalada (kW)	17.000
Energía producida (MWh/año)	14.917
Horas equivalentes (h)	4.387
Vida útil (años)	20
1) Ratio medio inversión (\$/kW)	1.400
Coste de inversión año 0 (\$)	23.800.000
2) Costes explotación, operación y mantenimiento (% Respecto inv. Inicial)	1,5%
Costes explotación, operación y mantenimiento año 1 (€)	357.000
3) Gastos de arrendamiento + tasas año 1 (% Respecto inv. Inicial)	1,00%
Costes explotación + Arrendamiento + tasas año 1 (€)	238.000
<b>TOTAL: 24.395.000</b>	

#### 2.1.1.1 Estimación de costes del parque solar

Para el cálculo del presupuesto se ha usado como referencia un presupuesto sacado de la Unidad 6 del Módulo 8 del Máster de Energías Renovables de la Universidad Europea (consultar anexos **A6.n\_Viabilidad\_económica\_Caso\_X**).

Plantas fotovoltaicas				
Parámetros generales de la valoración económica y financiera				
Características principales	Utulau (5 MW)	Lakepa (6 MW)	Tokomololo (7 MW)	
Potencia instalada (kW)	5.000	6.000	7.000	
Energía producida (MWh/año)	7.710	9.272	10.783	
Horas equivalentes (h)	1.542	1.545	1.540	
Vida útil (años)	25	25	25	
Ingresos				
1) Venta de la energía, media años 2023-2053 (€/MWh)	390	390	390	
Costes				
1) Ratio medio inversión (\$/kW)	830	830	830	
Coste de inversión año 0 [\$]	4.150.000	4.980.000	5.810.000	<b>14.940.000</b>
2) Costes explotación, operación y mantenimiento (% Respecto inv. Inicial)	0	0	0	
Costes explotación, operación y mantenimiento año 1 [\$]	4.150	4.980	5.810	<b>14.940</b>
3) Gastos de arrendamiento + tasas año 1 (% Respecto inv. Inicial)	0	0	0	
Costes explotación + Arrendamiento + tasas año 1 [\$]	124.500	149.400	174.300	<b>448.200</b>
Deducciones y tasas				
Hipótesis aumento tarifa anual (Escenario B)	0,00%	0,00%		
Tasa de decremento anual	0,60%	0,60%	0,60%	
Hipótesis pérdida de rendimiento anual de la instalación	3,25%	3,25%	3,25%	
Hipótesis tasa incremental gastos de explotación	1,50%	1,50%	1,50%	
Hipótesis incremento anual de la tasa de arrendamiento	1,00%	1,00%	1,00%	
Total de incremento anual (Arrendamiento + Tasas)	2,50%	2,50%	2,50%	
Tasa anual de descuento $r$	5,00%	5,00%	5,00%	
			<b>TOTAL:</b>	<b>15.403.140</b>

### 2.1.1.2 Parámetros generales de la valoración económica y financiera

## 2.2 Parque eólico

A continuación, en la tabla se muestra un desglose del presupuesto inicial del coste de la instalación de los aerogeneradores sin tener en cuenta el arrendamiento o compra de los terrenos donde se realizará la instalación ni las tasas correspondientes en el año 2023, (teniendo en cuenta que los cálculos de estimación del dinero empleado se sumarán para su inicio de la actividad en el año 2030).

El presupuesto tiene en cuenta el valor de 1'4 millones de euros por MW instalado, como estimación en función del promedio por instalación y obra civil obtenido la GWEC (*Gwec.net.(nd)*). \*No se ha tenido en cuenta las tasas de la zona ni el arrendamiento de la zona.

Se ha usado como referencia un presupuesto sacado de la Unidad 6 del Módulo 8 del Máster de Energías Renovables de la Universidad Europea (consultar anexos **A6.n\_Viabilidad\_económica\_Caso\_X**):

Parque eólico		
Desglose del coste de inversión		
COSTE DE INVERSIÓN	M\$	%
Viajes Internos, Accesos y Plataformas	1,48	6,2%
Obras de Drenaje	0,17	0,7%
Cimentaciones	1,43	6,0%
Cimentaciones M.T.	0,83	3,5%
Instalaciones Eléctricas	0,95	4,0%
Maquinaria	18,8	78,8%
Maquinaria e Instalaciones Accesorias	0,09	0,4%
Gestión de Residuos	0,02	0,1%
Seguridad y Salud	0,07	0,3%
<b>TOTAL:</b>	<b>23,8</b>	<b>100,00%</b>

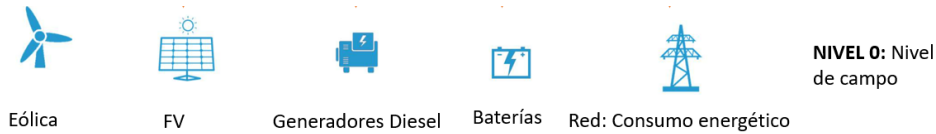
### 2.2.1.1 Estimación de costes del parque eólico



## 2.3 SCADA

A la hora de estimar los costes del software de monitoreo y control implementado (SCADA). Debemos tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se realizará el control de los siguientes procesos a nivel de campo:



### 2.3.1.1 Componentes bajo control del SCADA

- Eólica:** Para la estimación de costes de la implementación de un software SCADA en un parque eólico onshore, utilizamos como referencia que un **7%** del coste total del proyecto se destine a gastos relacionados con desarrollo, implementación y todos los recursos relacionados al SCADA. Dichos costes vienen ya incluidos dentro de la estimación del presupuesto global del parque (IRENA – *International Renewable Energy Agency*, 2023)
- Fotovoltaica:** El coste del scada de la planta FV ya viene incluido en la estimación del presupuesto general del parque.
- Tanto la planta de **generación Diesel**, como los container de **baterías** ya disponen de un sistema de control autónomo integrado. Con lo cual, los costes que se tendrán en cuenta serán los de integración al SCADA global.
- Consumos energéticos.** Vendrán controlados por contadores inteligentes. Por tanto, los costes que se tendrán en cuenta serán los de integración al SCADA global.

A continuación, pasamos a reflejar los costes de desarrollo, integración y monitoreo del software de control SCADA:

Presupuesto del sistema SCADA [m\$]		
	Costes operación y servicios	Total virtual
Licencia SCADA	4,9	-
Servicio monitoreo y asesoramiento anual	-	8,5
Plant Resource Manager (PRM)	9,0	-
Tarifa clase central	2,8	-
Set Up SCADA	6,4	-
Power Plant Controller (PPC)	2,2	-
Integración en la subestacion	1,4	-
Integración de utilidades	2,9	-
accesos a la API	0,3	0,5
File Transfer Protocol (FTP) subida archivos	0,3	0,4
Garantía 2 años	1,4	-
Integración SOLCAST, Wind control sistem y controladores de baterías, diesel y contadores	16,8	4,9
<b>TOTAL:</b>	<b>48,5</b>	<b>14,4</b>
<b>Precio del sistema 62,9 \$</b>		

#### 2.3.1.2 Presupuesto del SCADA

**FUENTE:** Datos obtenidos por comunicación privada con ingeniero de control del departamento de implementación, monitoreo y gestión de SCADA para renovables, de la empresa Green Power Monitor, perteneciente al grupo multinacional: DNV.

## 2.4 Sistema de baterías

El presupuesto calculado para este sistema es de 15'64 M\$ (+5%), justificado en el anexo **A5\_Baterías**.

## 2.5 Coste total

Con todas las estimaciones realizadas anteriormente, este es el balance inicial de inversión:

Balance inicial de inversión	
[M\$]	
Fondos disponibles	
Aportación gubernamental	5,9
Banco Asiático	53,2
<b>Presupuesto de inversión</b>	<b>59,1</b>
Costes	
<b>Valor instalación fotovoltaica total estimada</b>	<b>14,9</b>
<b>Valor instalación eólica estimada</b>	<b>23,8</b>
<b>Valor instalación y transporte de baterías</b>	<b>16,4</b>
<b>Presupuesto SCADA solar</b>	<b>62,9</b>
<b>Diferencia entre fondo de inversión y presupuesto total</b>	<b>3,88</b>

### 2.5.1.1 Balance inicial de inversión

## 3 Evolución del TIR y el VAN

Con el fin de considerar posibles situaciones críticas, se han planteado tres situaciones diferentes en función de los valores de inflación del precio.

### 3.1 Caso más favorable (Caso A)

En este escenario, **la inflación asciende un 20% anualmente desde 2030 hasta 2035 y posteriormente se va estabilizando a un 2% respecto al año anterior.**

Para el caso más favorable, el TIR y VAN experimenta la siguiente evolución:

CASO A					
Evolución del TIR y el VAN					
(2030 - 2050)					
[M\$]					
Año		Parque eólico (17 MW)	PFV2 Utulau (5 MW)	PFV3 Lakepa (6 MW)	PFV1 Tokomololo (7 MW)
0	2030	-23,8	-4,2	-5,0	-5,8
1	2031	-20,6	-2,5	-3,0	-3,5
2	2032	-17,3	-0,8	-1,0	-1,1
3	2033	-14,0	0,9	1,1	1,3
4	2034	-10,6	2,6	3,2	3,7
5	2035	-7,2	4,4	5,3	6,2
6	2036	-3,7	6,2	7,5	8,7
7	2037	-0,2	8,0	9,7	11,2
8	2038	3,4	9,9	11,9	13,8
9	2039	7,0	11,8	14,2	16,4
10	2040	10,7	13,7	16,5	19,1
11	2041	14,5	15,6	18,8	21,8
12	2042	18,3	17,6	21,2	24,6
13	2043	22,1	19,6	23,6	27,4
14	2044	26,1	21,6	26,0	30,2
15	2045	30,1	23,7	28,5	33,1
16	2046	34,1	25,8	31,0	36,0
17	2047	38,2	27,9	33,6	39,0
18	2048	42,4	30,0	36,1	42,0
19	2049	46,6	32,2	38,8	45,1
20	2050	50,9	34,5	41,4	48,2
TIR (año)		8	3	3	3
VAN compuesto		50,9	34,5	41,4	48,2
Promedio precio venta energía				924	
Beneficio 2050				175	

#### 3.1.1.1 Evolución del VAN en el caso más favorable

## 3.2 Caso intermedio (Caso B)

En este escenario, la inflación aumenta un 5% desde el 2030 hasta el año 2050 debido a una mayor estabilidad de la economía del país.

Para el caso considerado como intermedio, el VAN experimenta la siguiente evolución:

CASO B					
Evolución del TIR y el VAN					
(2030 - 2050)					
[M\$]					
Año		Parque eólico (17 MW)	PFV2 Utulau (5 MW)	PFV3 Lakepa (6 MW)	PFV1 Tokomololo (7 MW)
0	2030	-23,8	-4,2	-5,0	-5,8
1	2031	-21,1	-2,7	-3,3	-3,8
2	2032	-18,7	-1,5	-1,8	-2,1
3	2033	-16,6	-0,4	-0,5	-0,6
4	2034	-14,8	0,5	0,6	0,7
5	2035	-13,3	1,3	1,5	1,8
6	2036	-11,4	2,2	2,7	3,1
7	2037	-9,1	3,4	4,1	4,8
8	2038	-6,3	4,9	5,9	6,8
9	2039	-2,9	6,6	8,0	9,3
10	2040	0,2	8,3	10,0	11,6
11	2041	3,2	9,8	11,8	13,7
12	2042	5,9	11,2	13,5	15,6
13	2043	8,4	12,5	15,0	17,5
14	2044	10,8	13,7	16,5	19,1
15	2045	12,9	14,8	17,8	20,7
16	2046	14,9	15,9	19,1	22,2
17	2047	16,8	16,8	20,2	23,5
18	2048	18,5	17,7	21,3	24,8
19	2049	20,1	18,5	22,3	25,9
20	2050	21,6	19,3	23,2	27,0
TIR (año)		10	4	4	4
VAN compuesto		21,6	19,3	23,2	27,0
Promedio precio venta energía				423	
Beneficio 2050				91	

### 3.2.1.1 Evolución del VAN en el caso intermedio

El TIR respecto a los parques fotovoltaicos es de 2 años mientras que para la eólica es de 4 años debido a subida de los precios y por tanto al aumento del precio de la venta de la energía.

### 3.3 Caso más crítico (Caso C)

En este escenario, la inflación se reduce un 1% gradualmente durante todos los años desde el 2030 hasta el 2050.

Para el caso más crítico, el VAN experimenta la siguiente evolución:

CASO C					
Evolución del TIR y el VAN					
(2030 - 2050)					
[M\$]					
Año		Parque eólico (17 MW)	PFV2 Utulau (5 MW)	PFV3 Lakepa (6 MW)	PFV1 Tokomololo (7 MW)
0	2030	-23,8	-4,2	-5,0	-5,8
1	2031	-20,9	-2,7	-3,2	-3,7
2	2032	-18,3	-1,3	-1,6	-1,9
3	2033	-16,0	-0,1	-0,1	-0,2
4	2034	-13,8	1,0	1,2	1,4
5	2035	-11,9	2,0	2,4	2,8
6	2036	-10,1	2,9	3,5	4,0
7	2037	-8,6	3,7	4,5	5,2
8	2038	-7,1	4,5	5,4	6,2
9	2039	-5,8	5,1	6,2	7,2
10	2040	-4,7	5,7	6,9	8,0
11	2041	-3,6	6,3	7,6	8,8
12	2042	-2,7	6,8	8,2	9,5
13	2043	-1,8	7,2	8,7	10,1
14	2044	-1,0	7,6	9,2	10,6
15	2045	-0,3	8,0	9,6	11,1
16	2046	0,3	8,3	10,0	11,6
17	2047	0,8	8,6	10,3	12,0
18	2048	1,3	8,8	10,6	12,3
19	2049	1,8	9,1	10,9	12,7
20	2050	2,2	9,3	11,2	12,9
TIR (año)		10	4	4	4
VAN compuesto		2,2	9,3	11,2	12,9
Promedio precio venta energía				195	
Beneficio 2050				36	

#### 3.3.1.1 Evolución del VAN en el caso más crítico

Para la obtención de datos específicos sobre la evolución del TIR y el VAN, consultar:

- **A6.1\_Viabilidad\_económica\_Caso\_A**
- **A6.2\_Viabilidad\_económica\_Caso\_B**
- **A6.3\_Viabilidad\_económica\_Caso\_C**

## 4 Referencias bibliográficas

*Asian Development Bank*. (n.d.). Asian Development Bank.

[https://www.adb.org/sites/default/files/project-documents/49450/49450-012-esmr-en\\_5.pdf](https://www.adb.org/sites/default/files/project-documents/49450/49450-012-esmr-en_5.pdf)

Carrión, M. F. (2023). La importancia de la lectura en el desarrollo de la competencia lectora. *Revista de Ciencias Sociales*, 39(3), 1-12. Recuperado de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/8088/6/UPS-KT00927.pdf>

*Tasas inflacionarias en Tonga*. (n.d.). DatosMundial.com.

<https://www.datosmundial.com/oceania/tonga/inflacion.php>

*TREP Project I Tonga Power Limited*. (n.d.).

<https://www.tongapower.to/TREP%20Project>

*popua power station .(nd)* [\*\*Popua Power Station Battery Energy Storage System I PCREEE\*\*](#)

(IRENA – *International Renewable Energy Agency*, 2023)

[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE\\_Technologies\\_Cost\\_Analysis-WIND\\_POWER.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf)

Alex. (n.d.). *You searched for onshore installation price - Global Wind Energy Council*. Global Wind Energy Council. <https://gwec.net/?s=onshore+installation+price>