



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR BATERÍAS PARA PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE 5 MW

Autor: Cristina Olivé Molina

Director: Julio Rafael Portillo García

Madrid

Julio de 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

**ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
POR BATERÍAS PARA PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE 5 MW**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2020-2021 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Cristina Olivie Molina

Fecha: 14/07/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Julio Rafael Portillo García

Fecha://



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR BATERÍAS PARA PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE 5 MW

Autor: Cristina Olivie Molina

Director: Julio Rafael Portillo García

Madrid

Julio de 2021

ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA POR BATERÍAS PARA PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO DE 5 MW

AUTOR: Olivie Molina, Cristina

DIRECTOR: Portillo García, Julio Rafael

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

INTRODUCCIÓN

Este proyecto lleva a cabo el estudio de los escenarios futuros del sistema de generación de energía eléctrica renovable de la Isla de San Eustaquio y su impacto en la tarifa de producción eléctrica variable y en el medioambiente. El sistema actual se trata de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS por sus siglas en inglés) en una planta solar fotovoltaica que permite el funcionamiento en isla de dicho sistema, además de su hibridación con los grupos diésel que existen ya en esa red eléctrica.

El sistema de almacenamiento es necesario para aportar estabilidad a la red eléctrica de la isla, ya que los generadores no tienen la capacidad de afrontar las fluctuaciones de la generación fotovoltaica.

Inicialmente se construyen y ponen en marcha casi 2 MW de potencia solar en 2016. Debido al éxito de funcionamiento de la planta se implementa una segunda etapa en 2017 que incrementa tanto la potencia instalada como la capacidad de almacenamiento, alcanzando 4,15 MW y 5.900 kWh respectivamente, para permitir el funcionamiento en isla de la instalación durante el día (se desconectan totalmente los generadores diésel).

Este funcionamiento permite que se ahorren 5.500 litros de combustible diésel al día, casi 2 millones de litros al año. Esto se traduce en unos costes operacionales mucho menores y en una reducción de las emisiones de CO₂ del sistema de hasta 4.560 toneladas métricas cada año.

Gracias al sistema de almacenamiento se puede estabilizar el sistema (tanto en términos de frecuencia como de voltaje) sin necesidad de generadores convencionales permitiendo un 46% de la energía que consume la isla de San Eustaquio proviene de una fuente renovable.

ESCENARIOS FUTUROS

Una vez se ha estudiado el comportamiento actual de la planta solar fotovoltaica y habiendo comprobado su ejemplar funcionamiento en isla, surge el planteamiento de su uso futuro. Hay dos grandes preocupaciones sobre el futuro de la planta: la reposición de equipos para mantener la planta en el estado actual y la posible ampliación de la planta debido a sus éxitos y el ahorro en costes que supone. Se formulan entonces tres escenarios distintos:

Escenario 1: Ampliación de la planta solar fotovoltaica y el almacenamiento con reposiciones de módulos y baterías en los años correspondientes.

Escenario 2: Reposición de módulos y baterías en los años correspondientes

Escenario 3: Desmantelamiento de la planta fotovoltaica en el año 25, con reposición de baterías en los años correspondientes

Para analizar el impacto sobre la tarifa de producción eléctrica (tarifa variable) de los distintos escenarios de ampliación o reposición de la planta y el almacenamiento por baterías y los distintos tipos de financiación (subvención o financiación privada), se debe simular el comportamiento de la planta fotovoltaica y del sistema de almacenamiento tras la ampliación.

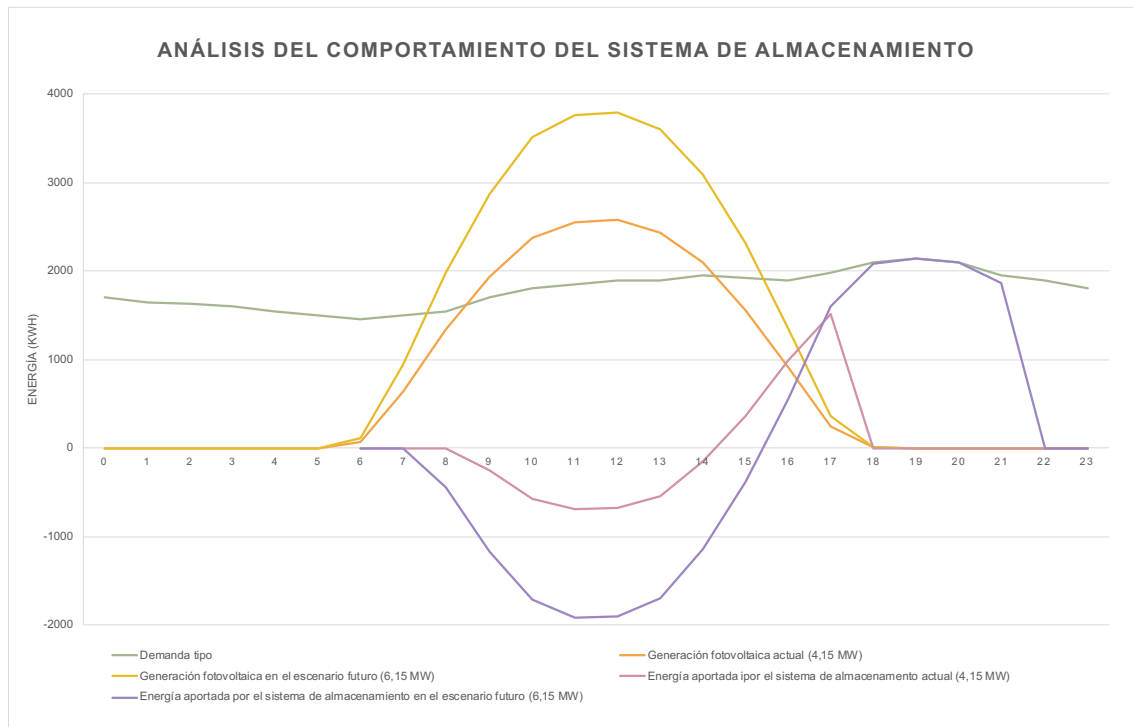
El objetivo principal de una tercera ampliación sería cubrir el pico de demanda de la tarde, además de tener un porcentaje del 65% de energía renovable. Se plantea un aumento de entre 2 y 2,5 MW además de un aumento de almacenamiento de 8.000 kWh. Con esta ampliación, la planta sumaría un total de 6,15 MW de capacidad instalada y 13.900 kWh de almacenamiento.

Para comprobar que esta ampliación cumple con los objetivos, se simula con el programa Helioscope. Con una potencia de 6,15 MW se generaría 10.114 MWh anuales, 3,27 GWh más que con la fase dos de la planta solar. Con una demanda anual de casi 16,5 GWh, se llegaría a un 62 % de generación renovable, cerca del objetivo de producción. A continuación, se muestra el resultado de la simulación.



Para analizar el comportamiento del sistema de almacenamiento a la hora de suministrar energía durante la tarde, cuando se alcanza el pico de demanda, se ha simulado una demanda tipo que se ha sobrepuesto a la producción fotovoltaica promedio anual. Con estos datos, se obtiene la energía que se va almacenando en las baterías por el exceso de generación frente a la demanda. Cuando la generación baja, se simula la energía que va a

aportar el sistema de almacenamiento cada hora hasta que sea necesario encender los generadores diésel.



Como se puede comprobar, el aumento de la capacidad instalada de la planta supondría una generación de energía tal que se podría almacenar suficiente como para cubrir el pico de demanda. Además, se comprueba que es necesario también el aumento de capacidad de almacenamiento ya que, en este análisis, el sistema de almacenamiento alcanza casi 10 MWh almacenados, superando la capacidad actual del sistema de almacenamiento 5,9 MWh. Estos 10 MWh de energía almacenada se calcula según los datos medios anuales, por lo que se comprueba el almacenamiento también en la época con más producción del año para comprobar que se alcanza un almacenamiento de hasta 12,5 MWh por lo que la hipótesis de almacenamiento hasta 13,9 MWh es perfecta para cumplir con los objetivos.

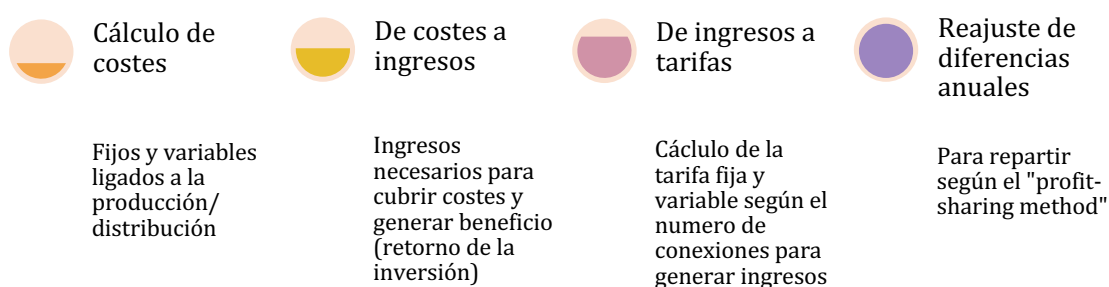
CÁLCULOS

Se desarrolla una herramienta para obtener el impacto sobre la tarifa y sobre el medioambiente que tendrá cada escenario, pudiendo así compararlos y demostrar la viabilidad de descarbonizar sistemas insulares gracias a los sistemas BESS integrados con generación renovable. Para esto, se estudia el método tarifario y se estiman a futuro las distintas variables de entrada que necesitan introducirse en el modelo para poder predecir la tarifa en cada escenario.

El método tarifario se basa en lo que se denomina el “*profit-sharing method*” por el cual si, tras la estimación de la tarifa, se acaba teniendo más beneficios o pérdidas de lo esperado, este resultado se reparte entre los consumidores y la empresa. Es decir, si la empresa reduce costes y gana más de lo esperado con las tarifas, el 50% de ese exceso de beneficios se traduce en una reducción de la tarifa del año que viene, otorgando parte del beneficio al consumidor final. Con este método se incentiva a que la empresa reduzca

costes, ya que obtendrá mayor beneficio, pero se sigue orientando la tarifa a los costes de producción.

La estimación de la tarifa depende entonces de la estimación de los costes de producción y distribución de electricidad, de la estimación de los ingresos que hay que obtener para cubrir estos costes y tener además un retorno y de que tarifas hay que imponer para obtener tales ingresos. Estos tres pasos son las bases del método de establecimiento de tarifas. Por último, se tiene en cuenta las diferencias entre las estimaciones y resultados reales de años anteriores (*profit-sharing*) para que la mitad de esta diferencia ya sea positiva o negativa (beneficio o pérdidas) repercuta en la tarifa de este año.



El retorno de la inversión se calcula con la Base de Activos Regulados (RAB, por sus siglas en inglés) y el WACC. El Modelo *Regulatory Asset Base*, es la manera de incentivar la inversión mediante un seguimiento de los activos de la empresa/proyecto, de tal manera que se calculan los ingresos de la empresa teniendo en cuenta ese retorno y los gastos de operación.

Los datos de entrada son estimaciones a futuro de los distintos inputs usados, que ACM divide en distintas categorías:

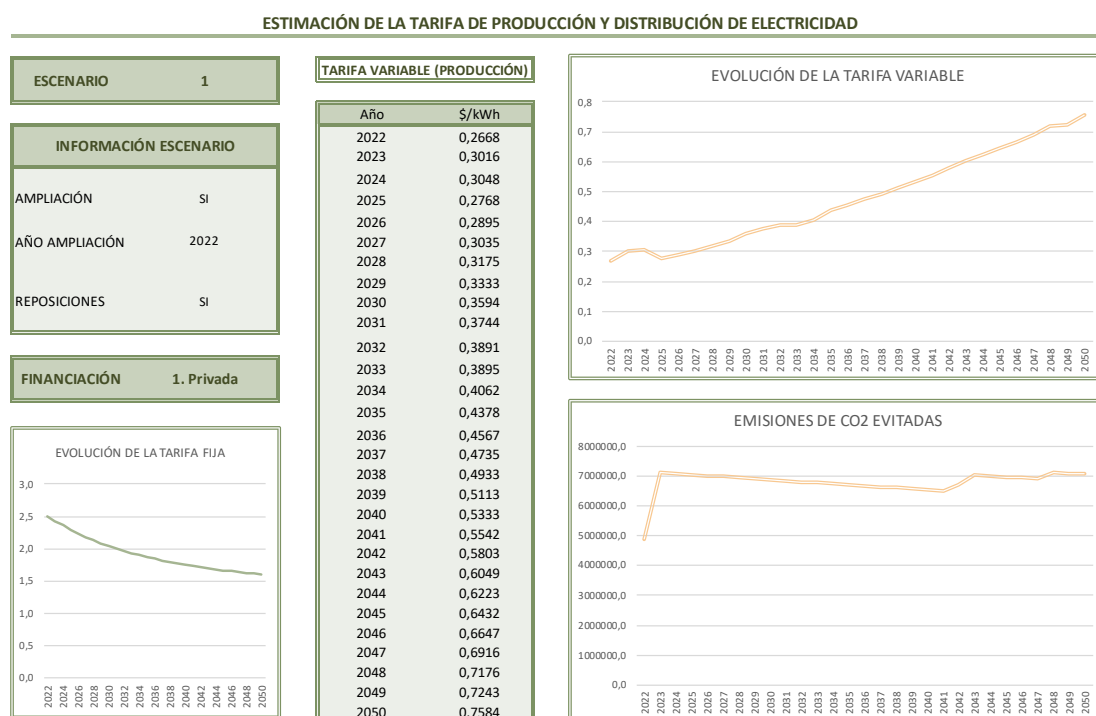
- Parámetros de producción y distribución (demanda, producción solar, precio del diésel...)
- Datos de costes (OPEX, RAB y depreciaciones)
- Datos de costes adicionales (Inversiones y sus depreciaciones)
- CPI y WACC
- Datos sobre correcciones (se consideran nulas para esta estimación)

El método y las entradas se programan en una hoja de cálculo que permite el cálculo de la tarifa hasta el año 2050 automáticamente dependiendo del escenario seleccionado. El modelo se formula para calcular la tarifa variable por kWh, de tal manera que con la potencia demandada anual estimada dividiendo a los ingresos se obtiene el precio por unidad de energía necesario anualmente. También se calcula la tarifa fija (de distribución), que no varía según los escenarios ya que son escenarios formulados para activos de producción. Por tanto, mientras que es interesante observar la evolución de la tarifa de distribución, no aporta información a el análisis de escenarios.

En este paso se incluye también el cálculo de las emisiones de CO₂ evitadas. Este cálculo se basa en la parte de la demanda que se ha suplido con energía de origen fotovoltaico en vez de diésel. Se multiplica entonces esta energía de origen fósil por los litros que se necesitan para producir un kilovatio-hora y por las emisiones de CO₂ por litro de diésel quemado.

Rendimiento de producción del diésel	0,27 kWh/litro
Emisiones de CO₂ del diésel	2,68 kg CO ₂ por litro

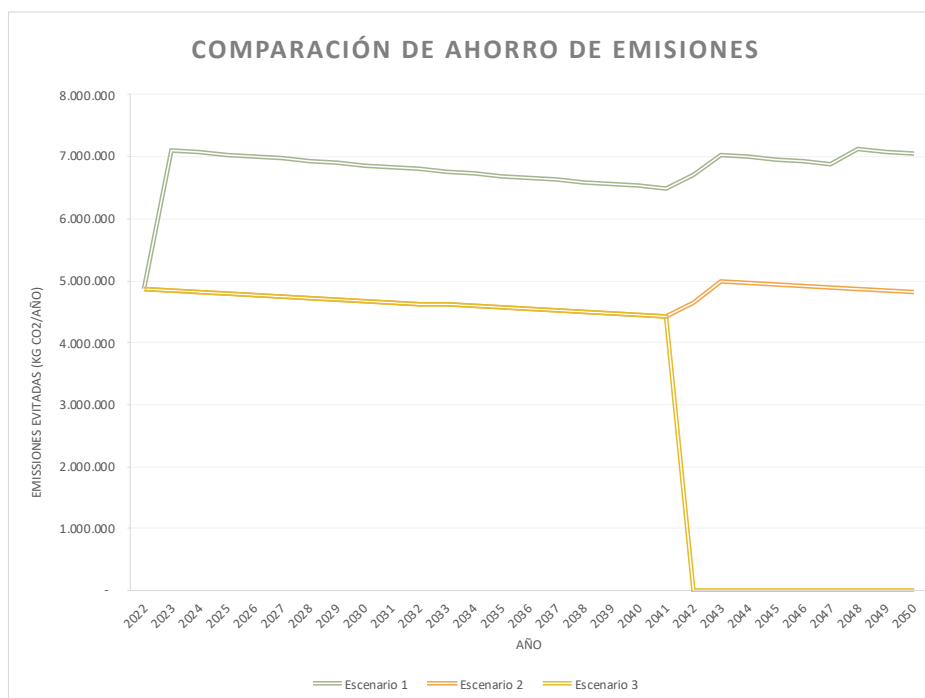
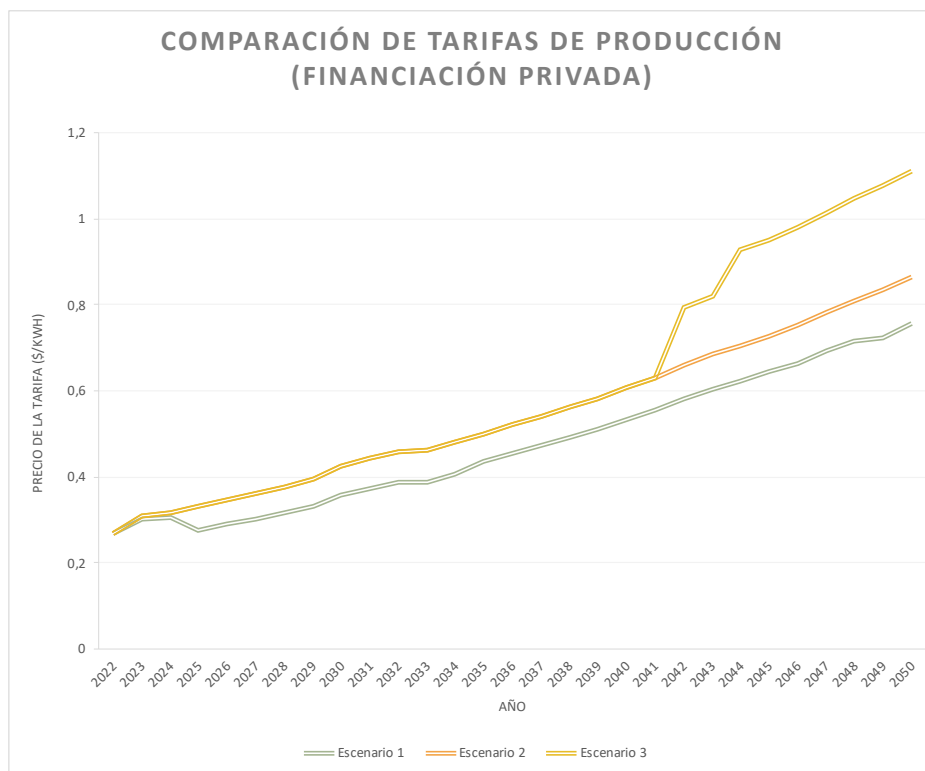
Para mostrar de manera comprensiva los resultados se desarrolla un dashboard, donde se elige el escenario y el tipo de financiación que se desea estudiar. En este dashboard se representa la evolución de la tarifa de producción de manera gráfica, además de la tarifa de distribución y las emisiones evitadas.



RESULTADOS

Se comprueba que realizar una inversión en un activo regulado renovable puede tener un impacto muy positivo para la tarifa. Se ha decidido comparar solamente los escenarios con financiación privada ya que es un escenario más realista y además más restrictivo.

Se puede ver en la figura que la ampliación en el Escenario 1 es lo que conlleva una bajada de precios significativa, justificando una inversión en solar fotovoltaica con almacenamiento. La tarifa se mantiene un 16% más baja que la de los escenarios 2 y 3. En cuanto al escenario 3, se iguala con el escenario 2 hasta el final de la vida útil de la actual planta, donde desmantelarla supone un gran aumento de costes de operación (por diésel) aumentando la tarifa de manera notable.



Finalmente, se compara también el beneficio medioambiental que puede suponer el escenario 1 sobre los otros dos. La diferencia entre las emisiones ahorradas los primeros 20 años entre el escenario que implica ampliación y las de los otros dos escenarios de casi un 40%, colocando al escenario 1 como preferido también en ahorro de emisiones.

Es también evidente que el tercer escenario destaca por el desmantelamiento de la planta y el almacenamiento en el año 2042, diferenciándose de manera pronunciada con los otros dos escenarios.

En este proyecto se estudian dos impactos importantes de los escenarios a futuro de la planta solar y sus sistema de almacenamiento: el impacto sobre la tarifa y el impacto medioambiental. Tras el análisis de estos impactos, se concluye que el Escenario 1 es el que más impacto positivo tiene tanto medioambientalmente como sobre la tarifa de producción eléctrica.

Mientras que este escenario conlleva una inversión inicial notable y varias inversiones de reposiciones a lo largo de los años del estudio, la ampliación también permite la reducción de los costes por compra de combustible, reduciendo los costes generales de operación y mantenimiento del sistema. Esto repercute en una tarifa más baja para el consumidor final.

En resumen, este escenario permitirá ahorrar alrededor de 7 millones de kilogramos de CO₂ anuales, supondrá una tarifa un 16% más baja que los otros escenarios y elevará el porcentaje de energía renovable a más de un 60%, con una penetración de la fotovoltaica del 100% durante 12 horas en días soleados.

Además, los sistemas BESS ayudan mejoran el funcionamiento y estabilidad de la red. Mientras que no se puede contabilizar para estos escenarios ya que sería necesario una simulación de la red entera, se ha estudiado que los sistemas de almacenamiento mejoran la estabilidad de la red: por una parte, llevan a cabo Servicios Auxiliares de la red y por otra parte, quitan dependencia de los sistemas de generación de combustibles fósiles, pudiendo apoyarse en el almacenamiento en caso de tener fallos. Permiten que añadir inercia “virtual”, de la que carecen los sistemas de generación renovables. El comportamiento inercial de las redes es esencial para la estabilidad de la red y cuando los generadores síncronos se sustituyen por fotovoltaica, disminuye esta inercia. Los sistemas BESS son capaces de replicar este comportamiento inercial gracias a la rápida actuación de las baterías en el control de frecuencia.

Para concluir, se sabe que este sistema ya sirve de ejemplo para otras islas parecidas, como la Isla de Saba, que ha seguido los pasos de San Eustaquio, y podrá ser un modelo para muchos otros territorios de la región del Caribe y del resto del mundo como los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo o comunidades *off-grid*, separadas de las redes nacionales.

Los sistemas de generación renovable y almacenamiento por baterías permitirán ahorrar en costes de diésel, minimizando la dependencia de combustibles fósiles y permitiendo a muchas islas integrar renovables en sus redes para poder apoyar a los Objetivos de Desarrollo Sostenible y alcanzar sus metas de acción contra el cambio climático sin tener un impacto negativo sobre la tarifa final de los consumidores ni sobre la rentabilidad hacia los inversores.

OPTIMIZATION STUDY OF BATTERY ENERGY STORAGE FOR A 5 MW SOLAR PHOTOVOLTAIC PARK

INTRODUCTION

This project carries out the study of future scenarios of the renewable electric power generation system of St. Eustatius Island and its impact on the variable electricity production tariff and on the environment. The current system is a battery energy storage system (BESS) in a solar photovoltaic plant that allows the island operation of this system, in addition to its hybridization with the diesel groups that already exist in this electrical network.

The storage system is necessary to provide stability to the island's power grid, as the generators do not have the capacity to cope with fluctuations in PV generation.

Initially, almost 2 MW of solar capacity is built and commissioned in 2016. Due to the plant's successful operation, a second stage is implemented in 2017 that increases both installed power and storage capacity, reaching 4.15 MW and 5,900 kWh respectively, to enable island operation of the facility during the day (diesel generators are fully disconnected).

This operation allows Stuco, the power supply company, to save 5,500 liters of diesel fuel per day, almost 2 million liters per year. This translates into much lower operating costs and a reduction in system CO₂ emissions of up to 4,560 metric tons each year.

Thanks to the storage system, the system can be stabilized (both in terms of frequency and voltage) without the need for conventional generators, allowing 46% of the energy consumed on the island of St. Eustatius to come from a renewable source.

FUTURE SCENARIOS

Once the current performance of the solar photovoltaic plant has been studied and its exemplary island operation has been verified, the question of its future use arises. There are two main concerns about the future of the plant: the replacement of equipment to maintain the plant in its current state and the possible expansion of the plant due to its success and the cost savings it entails. Three different scenarios are then formulated:

Scenario 1: Expansion of the solar PV plant and storage with module and battery replacements in the corresponding years.

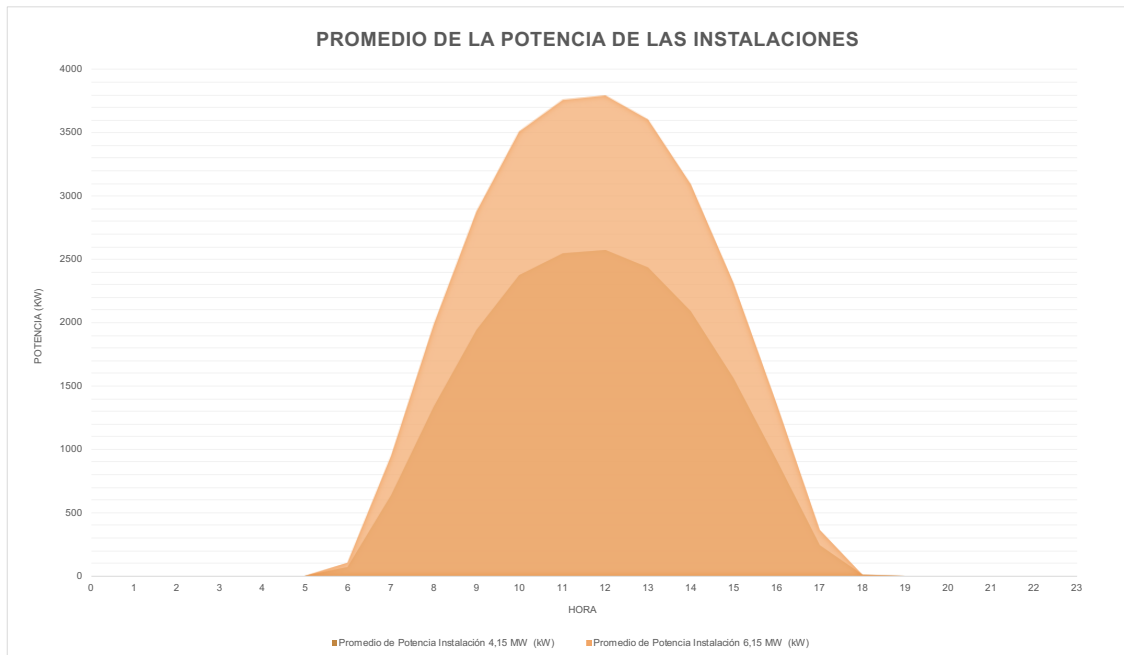
Scenario 2: Replacement of modules and batteries in the corresponding years.

Scenario 3: Decommissioning of the PV plant in year 25, with battery replacement in the corresponding years.

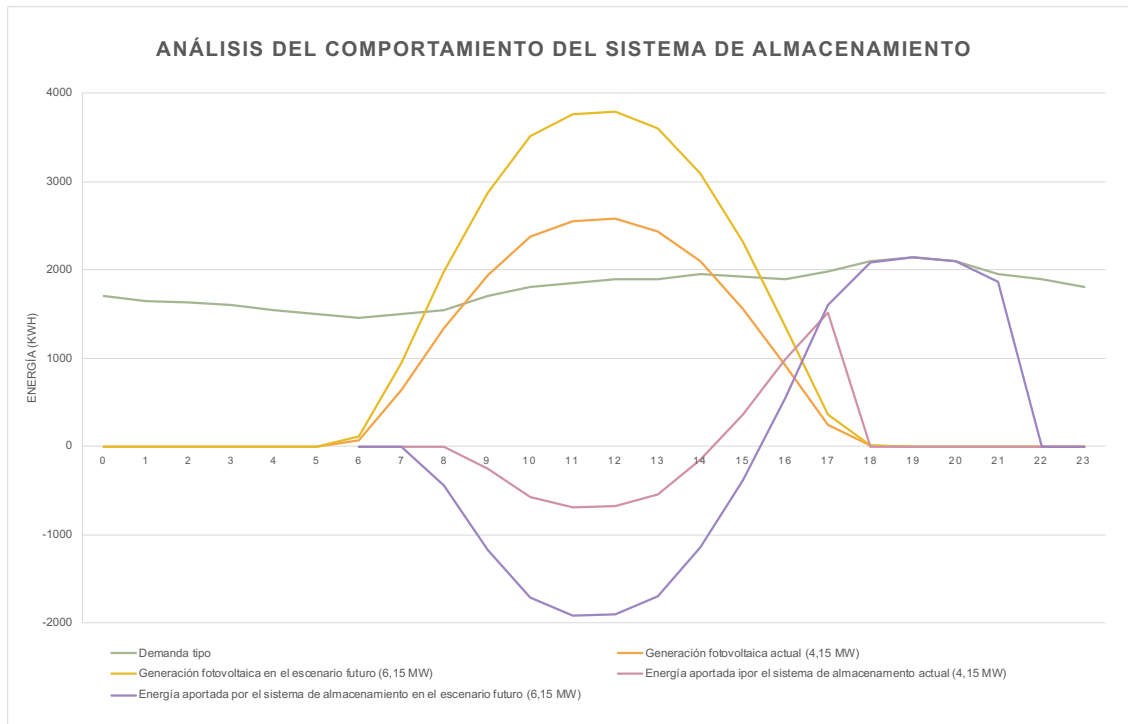
In order to analyze the impact on the electricity production tariff (variable tariff) of the different scenarios of expansion or replacement and the different types of financing (subsidy or private financing), the behavior of the PV plant and storage system after the expansion must be simulated.

The main objective of a third expansion would be to cover the afternoon peak demand, in addition to having a 65% share of renewable energy. An increase of 2 to 2.5 MW is envisaged in addition to a storage increase of 8,000 kWh. With this expansion, the plant would total 6.15 MW of installed capacity and 13,900 kWh of storage.

To verify that this expansion meets the objectives, it is simulated with Helioscope. With an output of 6.15 MW, 10,114 MWh would be generated annually, 3.27 GWh more than with phase two of the solar plant. With an annual demand of almost 16.5 GWh, 62 % renewable generation would be reached, close to the production target. The simulation result is shown below.



To analyze the behavior of the storage system when it comes to supplying energy during the afternoon, when peak demand is reached, a typical demand has been simulated and superimposed on the average annual photovoltaic production. With this data, the energy that is stored in the batteries due to the excess of generation over demand is obtained. When generation drops, the energy to be provided by the storage system is simulated every hour until the diesel generators need to be turned on.



As demonstrated, the increase in the installed capacity of the plant would result in a generation of energy such that enough could be stored to cover the peak demand. In addition, it is found that it is also necessary to increase storage capacity since, in this analysis, the storage system reaches almost 10 MWh stored, exceeding the current capacity of the storage system by 5.9 MWh. This 10 MWh of stored energy is calculated according to the annual average data, so the storage is also checked in the time with more production of the year to verify that a storage of up to 12.5 MWh is reached, so the hypothesis of storage up to 13.9 MWh is perfect to meet the objectives.

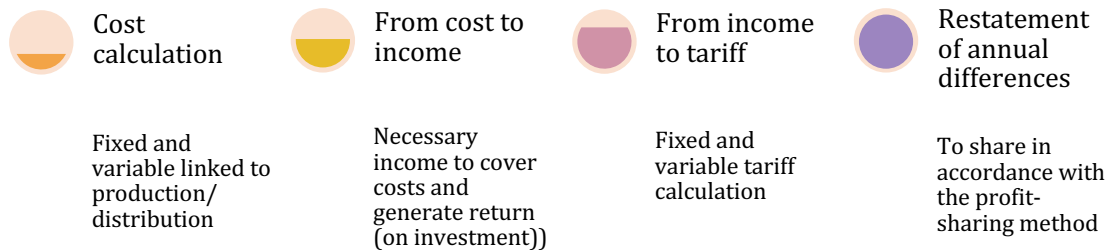
CALCULATIONS

A tool is developed to obtain the impact on the tariff and on the environment that each scenario will have, thus being able to compare them and demonstrate the feasibility of decarbonizing island systems thanks to BESS integrated with renewable generation. For this purpose, the tariff method is studied and the different input variables that need to be introduced into the model in order to predict the tariff in each scenario are estimated for the future.

The tariff method is based on what is called the "profit-sharing method" whereby if, after estimating the tariff, there are more profits or losses than expected, this result is shared between consumers and the company. In other words, if the company reduces costs and earns more than expected with the tariffs, 50% of this excess profit is translated into a reduction of next year's tariff, giving part of the profit to the end consumer. This method provides an incentive for the company to reduce costs, since it will make more profit, but the tariff is still oriented to production costs.

The estimation of the tariff depends then on the estimation of the costs of production and distribution of electricity, on the estimation of the revenues that must be obtained to cover

these costs and also have a return, and on the tariffs that must be imposed to obtain these revenues. These three steps are the basis of the tariff setting method. Finally, the differences between the estimates and actual results of previous years (profit-sharing) are taken into account so that half of this difference, whether positive or negative (profit or loss), is passed on to this year's tariff.



The return on investment is calculated using the Regulatory Asset Base (RAB) and the WACC. The Regulatory Asset Base Model is the way to incentivize investment by tracking the assets of the company/project, in such a way that the company's revenues are calculated taking into account that return and operating expenses.

The input data are forward-looking estimates of the various inputs used, which ACM divides into different categories:

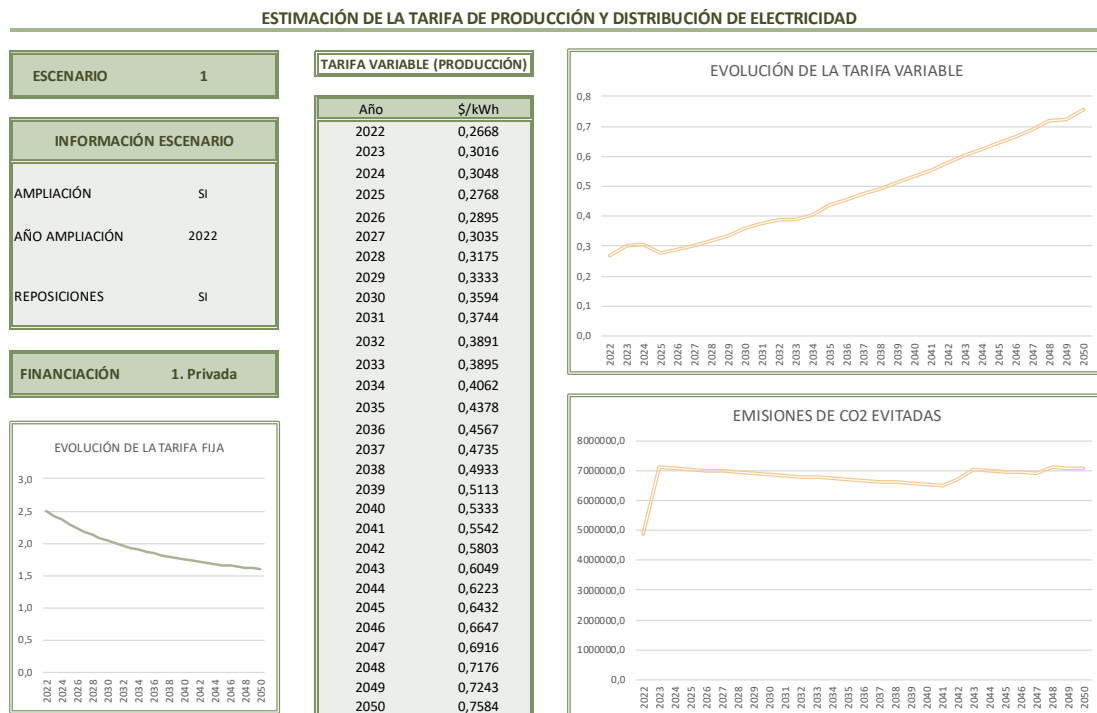
- - Production and distribution parameters (demand, solar production, diesel price...).
- - Cost data (OPEX, RAB and depreciations)
- - Additional cost data (Investments and their depreciations)
- - CPI and WACC
- - Corrections data (they are considered null for this estimation)

The method and inputs are programmed in a spreadsheet that allows the calculation of the tariff up to the year 2050 automatically depending on the selected scenario. The model is formulated to calculate the variable tariff per kWh, so that with the estimated annual power demand divided by the income, the price per unit of energy required per year is obtained. The fixed (distribution) tariff is also calculated, which does not vary according to the scenarios since they are scenarios formulated for production assets. Therefore, while it is interesting to observe the evolution of the distribution tariff, it does not contribute information to the scenario analysis.

This step also includes the calculation of avoided CO₂ emissions. This calculation is based on the part of the demand that has been supplied by photovoltaic energy instead of diesel. This energy of fossil fuel origin is then multiplied by the liters needed to produce one kilowatt-hour and by the CO₂ emissions per liter of diesel burned.

Rendimiento de producción del diésel	0,27 kWh/litro
Emisiones de CO₂ del diésel	2,68 kg CO ₂ por litro

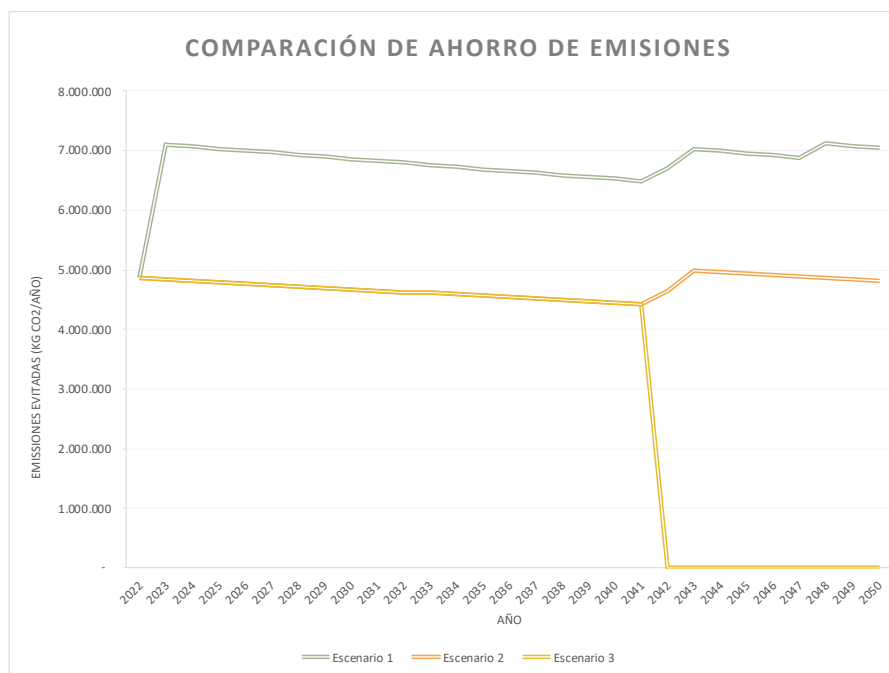
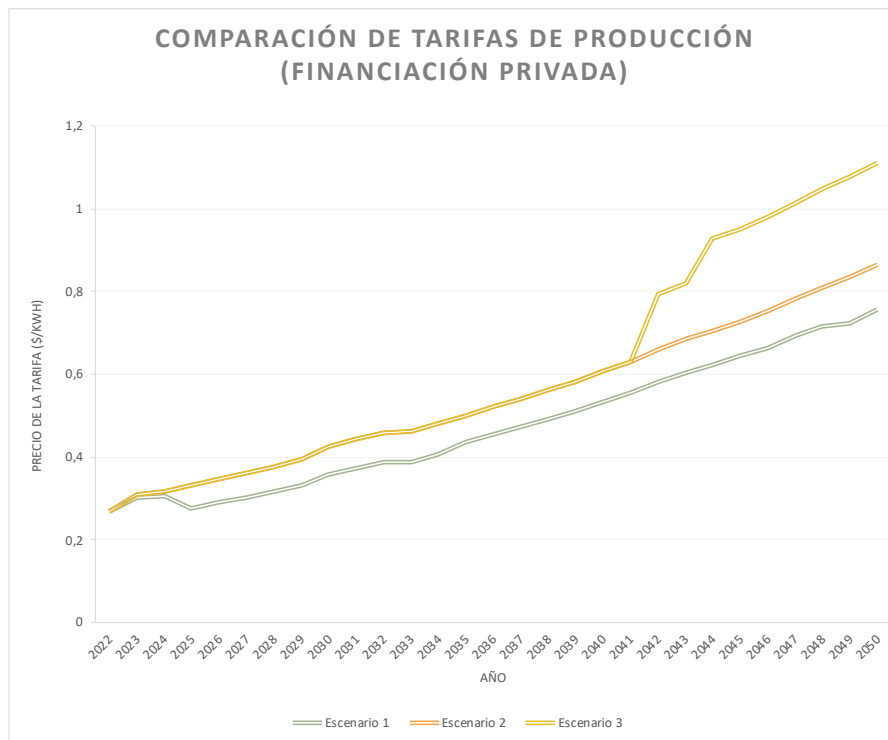
In order to comprehensively show the results, a dashboard is developed, where the scenario and the type of financing to be studied are chosen. In this dashboard, the evolution of the production tariff is represented graphically, as well as the distribution tariff and the avoided emissions.



RESULTS

It is shown that investing in a regulated renewable asset can have a very positive impact on the tariff. It has been decided to compare only the scenarios with private financing since it is a more realistic and more restrictive scenario.

It can be seen in the figure that the expansion in Scenario 1 is what leads to a significant price drop, justifying an investment in solar PV with storage. The tariff remains 16% lower than that of scenarios 2 and 3. As for scenario 3, it is equal to scenario 2 until the end of the useful life of the current plant, where dismantling it entails a large increase in operating costs (due to diesel), increasing the tariff significantly.



Finally, the environmental benefit of scenario 1 is also compared with the other two scenarios. The difference between the emissions saved in the first 20 years between the scenario involving expansion and those of the other two scenarios is almost 40%, making scenario 1 the preferred scenario in terms of emissions savings.

It is also evident that the third scenario stands out for the dismantling of the plant and storage in the year 2042, differing sharply from the other two scenarios.

In this project, two important impacts of the future scenarios of the solar plant and its storage system are studied: the impact on the tariff and the environmental impact. After

analyzing these impacts, it is concluded that Scenario 1 has the most positive impact both environmentally and on the electricity production tariff.

While this scenario entails a significant initial investment and several replacement investments over the years of the study, the expansion also allows for a reduction in fuel purchase costs, reducing overall system operation and maintenance costs. This results in a lower tariff for the end consumer.

In summary, this scenario will save around 7 million kilograms of CO₂ per year, will result in a 16% lower tariff than the other scenarios, and will raise the percentage of renewable energy to more than 60%, with 100% photovoltaic penetration for 12 hours on sunny days.

In addition, BESS systems help improve grid performance and stability. While it is not possible to calculate it for these scenarios, as a simulation of the entire grid would be necessary, it has been studied that storage systems improve grid stability: on the one hand, they perform grid back-up services and on the other hand, they remove dependence on fossil fuel generation systems, being able to rely on storage in case of failures. They allow the addition of "virtual" inertia, which renewable generation systems lack. The inertial behavior of grids is essential for grid stability and when synchronous generators are replaced by photovoltaics, this inertia decreases. BESS systems are able to replicate this inertial behavior thanks to the fast action of batteries in frequency control.

In conclusion, it is known that this system already serves as an example for other similar islands, such as the island of Saba, which has followed in the footsteps of St. Eustatius, and could be a model for many other territories in the Caribbean region and the rest of the world, such as Small Island Developing States or off-grid communities, separated from the national grids.

Renewable generation and battery storage systems will save on diesel costs, minimize dependence on fossil fuels and allow many islands to integrate renewables into their grids in order to support the Sustainable Development Goals and achieve their climate action targets without having a negative impact on consumers' final tariffs and profitability for investors.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	27
2	ESTADO DE LA CUESTIÓN	29
2.1	SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	29
2.2	PLANTAS SOLARES CON ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y SU FUNCIONAMIENTO EN ISLA.....	30
2.2.1	<i>Hibridación de Plantas Solares con Almacenamiento por Baterías con Generadores Diésel en el Estado Insular de Niue</i>	<i>31</i>
2.2.2	<i>Estudio para la Descarbonización de Antigua y Barbuda (IRENA)</i>	<i>32</i>
3	MOTIVACIÓN.....	35
4	ESTUDIO DE LA ISLA DE SAN EUSTAQUIO	37
4.1	INTRODUCCIÓN.....	37
4.2	SITUACIÓN ENERGÉTICA DE LA REGIÓN CARIBEÑA.....	38
4.3	DEMANDA, GENERACIÓN Y RED ELÉCTRICA DE LA ISLA.....	39
5	ESTUDIO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA Y EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR BATERÍAS.....	43
5.1	PRIMERA ETAPA	43
5.2	SEGUNDA ETAPA.....	45
5.3	SIMULACIÓN DE LA PLANTA SOLAR	47
6	FUTURO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA Y DEFINICIÓN DE ESCENARIOS	49
6.1	AMPLIACIÓN.....	49
6.2	REPOSICIÓN.....	51
6.3	DEFINICIÓN DE ESCENARIOS	52
7	ESTUDIO DE LA TARIFA ELÉCTRICA Y DEFINICIÓN DEL MODELO DE CÁLCULO	55
7.1	MÉTODO DE ESTABLECIMIENTO DE LAS TARIFAS DE PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL CARIBE NEERLANDÉS.....	55
7.1.1	<i>Cálculo de costes.....</i>	<i>56</i>
7.1.2	<i>De costes a ingresos</i>	<i>58</i>
7.1.3	<i>De ingresos a tarifas.....</i>	<i>58</i>
7.1.4	<i>Cálculo y reasignación de diferencias anuales.....</i>	<i>59</i>
7.2	DEFINICIÓN MODELO	59
7.2.1	<i>Introducción Automática de Datos de Entrada.....</i>	<i>60</i>
7.2.2	<i>Cálculo de Costes y RAB.....</i>	<i>63</i>
7.2.3	<i>Cálculo de la Tarifa y su Representación.....</i>	<i>64</i>
7.3	ESTIMACIÓN DE LOS DATOS DE ENTRADA	67
7.3.1	<i>Inflación.....</i>	<i>67</i>
7.3.2	<i>Demanda de energía anual</i>	<i>68</i>
7.3.3	<i>Potencia conectada a la red (conexiones consumidor).....</i>	<i>69</i>
7.3.4	<i>Coste del diésel</i>	<i>70</i>
7.3.5	<i>WACC.....</i>	<i>71</i>
7.3.6	<i>RAB: CAPEX y amortización/depreciación.....</i>	<i>72</i>
7.3.7	<i>Generación fotovoltaica</i>	<i>76</i>
7.3.8	<i>Costes de operación.....</i>	<i>77</i>
8	ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS.....	79
8.1	ANÁLISIS INDIVIDUAL DE CADA ESCENARIO	79
8.1.1	<i>Escenario 1: Ampliación y Reposiciones</i>	<i>79</i>
8.1.2	<i>Escenario 2: Reposiciones de Baterías y Módulos</i>	<i>82</i>

8.1.3	<i>Escenario 3: Reposiciones de Baterías Necesarias hasta Vida útil de la Planta</i>	85
8.2	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS ESCENARIOS	87
8.3	ANÁLISIS DE LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN (TARIFA FIJA)	90
9	RIESGOS DEL ANÁLISIS	93
10	EVALUACIÓN Y APLICABILIDAD	95
11	CONCLUSIONES	99
	BIBLIOGRAFÍA	101
	ANEXOS	105
	ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	105
	TABLAS DE RESULTADOS	107

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA INSTALADO ACUMULADO GLOBAL. FUENTE: BLOOMBERGNEF.	29
FIGURA 2: TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA SEGÚN POTENCIA Y TIEMPO DE ALMACENAMIENTO. FUENTE: FUTUREBRIDGE.	30
FIGURA 3: MAPA DE POTENCIAL FOTOVOLTAICO. FUENTE: SOLARGIS.....	38
FIGURA 4: CAPACIDAD INSTALADA EN EL CARIBE SEGÚN ORIGEN (RENOVABLE / NO RENOVABLE). FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. (DATOS: IRENA).	39
FIGURA 5: GENERACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL EN MWh. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA (DATOS STATLINE)	40
FIGURA 6: MIX DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN MWh. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA (DATOS STATLINE).....	41
FIGURA 7: LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA CON BATERÍAS. FUENTE: THEENERGY	43
FIGURA 8: ESQUEMA TÉCNICO DE LA INSTALACIÓN. FUENTE: SMA.....	44
FIGURA 9: IMAGEN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA Y EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR BATERÍAS. FUENTE: SMA.	45
FIGURA 10: FUEL SAVE CONTROLLER. GENERACIÓN EN MODO DIÉSEL APAGADO DURANTE EL DÍA. FUENTE: SMA..	46
FIGURA 11: ENERGÍA GENERADA POR EL SISTEMA DIÉSEL-FOTOVOLTAICO EN MWh. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA (DATOS SMA)	46
FIGURA 12: DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FV EN EL PROGRAMA HELIOSCOPE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	47
FIGURA 13: PROMEDIO DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN FV DURANTE EL PRIMER AÑO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	48
FIGURA 14: DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN LA AMPLIACIÓN DE 6,15 MW. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	50
FIGURA 15: PROMEDIO ANUAL DE LA PRODUCCIÓN HORARIA EN kW DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 4,15 MW COMPARADA CON LA DE 6,15 MW. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	50
FIGURA 16: ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ACTUAL Y DE LA POSIBLE AMPLIACIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	51
FIGURA 17: RESUMEN DEL PROCESO DE ESTABLECIMIENTO DE LA TARIFA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	56
FIGURA 18: ESQUEMA DEL CÁLCULO DE LOS INGRESOS BASE SEGÚN EL MODELO RAB. FUENTE: CEP. [24]	57
FIGURA 19: HOJA DE CÁLCULO MOSTRANDO LAS VARIABLES DE ENTRADA DEPENDIENTES DEL ESCENARIO: EL COSTE DE INVERSIÓN DE AMPLIACIÓN Y REPOSICIONES Y LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	61
FIGURA 20: MODELO DE CÁLCULO DE LA TARIFA DE PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN (DATOS DE ENTRADA EN VERDE Y ROSA, CÁLCULOS EN AMARILLO). FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA BASADA EN EL EXCEL DE CÁLCULO DE TARIFA ACM.	62
FIGURA 21: BALANCE DE LOS ACTIVOS REGULADOS Y CORRESPONDIENTE RAB PARA EL ESCENARIO 1. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	63
FIGURA 22: DASHBOARD DE RESULTADOS MOSTRANDO EL ESCENARIO 1 CON FINANCIACIÓN PRIVADA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	65
FIGURA 23: DASHBOARD DE RESULTADOS MOSTRANDO EL ESCENARIO 3 CON FINANCIACIÓN EUROPEA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	66
FIGURA 24: INFLACIÓN DE SAN EUSTAQUIO POR CUATRIMESTRE Y AÑO. FUENTE: CBS.....	68
FIGURA 25: PREDICCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE SAN EUSTAQUIO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	69
FIGURA 26: ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA CONECTADA TOTAL EN kVA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	70
FIGURA 27: RELACIÓN ENTRE EL PRECIO DE UN BARRIL DE CRUDO WTI Y EL DIÉSEL. FUENTE: SHELLMAN AND VANWEIJSTEN.	71
FIGURA 28: PREDICCIÓN DEL PRECIO DEL COMBUSTIBLE DIÉSEL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	71
FIGURA 29: PREDICCIÓN DEL COSTE DE BATERÍAS DE ION-LITIO EN DÓLARES DEL 2019. FUENTE: NREL	73
FIGURA 30: PREDICCIÓN DEL COSTE NOMINAL DE BATERÍAS DE ION-LITIO.	74
FIGURA 31: PREDICCIÓN DEL COSTE DE LAS INSTALACIONES SOLAR FOTOVOLTAICAS. FUENTE: NREL	75

FIGURA 32: PREDICCIÓN DEL COSTE NOMINAL DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.	75
FIGURA 33: GENERACIÓN ANUAL DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	76
FIGURA 34: EVOLUCIÓN DE LA TARIFA VARIABLE (O DE PRODUCCIÓN) HASTA EL AÑO 2050 PARA EL ESCENARIO 1 Y CON FINANCIACIÓN PRIVADA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	79
FIGURA 35: INVERSIONES POR AÑO EN EL ESCENARIO 1. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	80
FIGURA 36: EVOLUCIÓN DE LA TARIFA VARIABLE (O DE PRODUCCIÓN) HASTA EL AÑO 2050 PARA EL ESCENARIO 1 Y CON FINANCIACIÓN EUROPEA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	81
FIGURA 37: EMISIONES DE CO2 EVITADAS EN EL ESCENARIO 1, COMPARADO CON UN ESCENARIO DONDE LA ENERGÍA PROVENGA EL 100% DE GENERADORES DIÉSEL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	82
FIGURA 38: EVOLUCIÓN DE LA TARIFA VARIABLE (O DE PRODUCCIÓN) HASTA EL AÑO 2050 PARA EL ESCENARIO 2 Y CON FINANCIACIÓN PRIVADA Y EUROPEA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	83
FIGURA 39: INVERSIONES POR AÑO EN EL ESCENARIO 2. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	84
FIGURA 40: EMISIONES DE CO2 EVITADAS EN EL ESCENARIO 2, COMPARADO CON UN ESCENARIO DONDE LA ENERGÍA PROVENGA EL 100% DE GENERADORES DIÉSEL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	85
FIGURA 41: EVOLUCIÓN DE LA TARIFA VARIABLE (O DE PRODUCCIÓN) HASTA EL AÑO 2050 PARA EL ESCENARIO 3 Y CON FINANCIACIÓN PRIVADA Y EUROPEA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	86
FIGURA 42: EMISIONES DE CO2 EVITADAS EN EL ESCENARIO 3, COMPARADO CON UN ESCENARIO DONDE LA ENERGÍA PROVENGA EL 100% DE GENERADORES DIÉSEL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	87
FIGURA 43: COMPARACIÓN DE LA TARIFA DE PRODUCCIÓN SEGÚN ESCENARIOS PARA UNA FINANCIACIÓN PRIVADA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	88
FIGURA 44: COMPARACIÓN DE LA TARIFA DE PRODUCCIÓN SEGÚN ESCENARIOS PARA UNA FINANCIACIÓN PRIVADA EN VALORES REALES (\$2020). FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	89
FIGURA 45: COMPARACIÓN DEL AHORRO DE EMISIONES DE CO2 DE LOS TRES ESCENARIOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	90
FIGURA 46: EVOLUCIÓN DE LA TARIFA FIJA (O DE DISTRIBUCIÓN) HASTA EL AÑO 2050. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	91
FIGURA 47: MIX DE GENERACIÓN PROYECTADA PARA ALCANZAR EL OBJETIVO DE GENERACIÓN RENOVABLE DE LA CARICOM (2020-2040). FUENTE: CARICOM.	96
FIGURA 48: MAPA MOSTRANDO LOS PEQUEÑOS ESTADOS INSULARES EN DESARROLLO. FUENTE: OSIRIS (WIKIMEDIA)	97
FIGURA 49: PORCENTAJE DE LA POBLACIÓN CON ACCESO A ELECTRICIDAD. FUENTE: EUIE PDF, 2017.	98

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: NUMERO DE CONEXIONES POR CATEGORÍA DE POTENCIA. FUENTE: STUCO.	42
TABLA 2: PREVISIÓN Y MEDIDAS DE LOS 12 PRIMEROS MESES DE OPERACIÓN. FUENTE: THEENERGY.....	44
TABLA 3: DATOS DE CÁLCULO DE LAS EMISIONES ANUALES AHORRADAS DE CO ₂	60
TABLA 4: PROMEDIO DEL WACC DE LOS ÚLTIMOS CUATRO AÑOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. (DATOS: ACM)	72
TABLA 5: OPEX DE LOS ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN DE LOS AÑOS 2015 A 2019. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. (DATOS: STUCO)	77

1 INTRODUCCIÓN

Este proyecto pretende llevar a cabo el estudio de los escenarios futuros del sistema de generación de energía eléctrica de la Isla de San Eustaquio. El sistema actual se trata de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en una planta solar fotovoltaica que permite el funcionamiento en isla de dicho sistema, además de su hibridación con los grupos diésel que existen ya en esa red eléctrica.

Se analiza el impacto sobre la tarifa de producción eléctrica (tarifa variable) de distintos escenarios de ampliación o reposición de la planta y el almacenamiento por baterías y los distintos tipos de financiación (subvención o financiación privada), para poder observar la aplicabilidad de sistemas de este tipo en localizaciones similares.

La planta se encuentra en San Eustaquio (Sint Eustatius), una pequeña isla del Caribe Neerlandés, y con 4,15 MWp de capacidad instalada y 5,9 MWh de capacidad de almacenamiento, alimenta, durante el día, sin ayuda de otros grupos, a la población de aproximadamente 3,200 personas. [1] Es un modelo de energía renovable perfecto para islas pequeñas que podría ser de gran utilidad en otros países o islas parecidas, como los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo ya que permite ahorrar costes de combustible diésel y reduce la huella de carbono.

Para poder llevar a cabo el proyecto, y hacer un análisis correcto de la aplicabilidad del sistema fotovoltaico y almacenamiento, es necesario entender la situación de la isla, sus características físicas y meteorológicas y su método tarifario de energía eléctrica. Además, es importante estimar las variables que afectan a la tarifa eléctrica y a los costes de los distintos escenarios y de la operación del sistema de generación.

Se pretende desarrollar una herramienta para obtener el impacto sobre la tarifa y sobre el medioambiente que tendrá cada escenario, pudiendo así compararlos y demostrar la viabilidad de descarbonizar sistemas insulares gracias a los sistemas BESS integrados con generación renovable.

2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

En este apartado se estudia la situación de la tecnología de almacenamiento de energía a media y gran escala, globalmente, y su hibridación con energías renovables intermitentes como la solar fotovoltaica.

2.1 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Puesto a que la producción de energía renovable no se puede controlar, surge, si se quiere alcanzar una gran penetración de esta en el mix energético, la gran necesidad de poder almacenar la energía producida. BloombergNEF prevé que el mercado global del almacenamiento de energía crezca hasta 2,875 GWh acumulados en 2040 [2], con la capacidad instalada que se muestra en la Figura 1 (no incluye almacenamiento por bombeo hidroeléctrico).

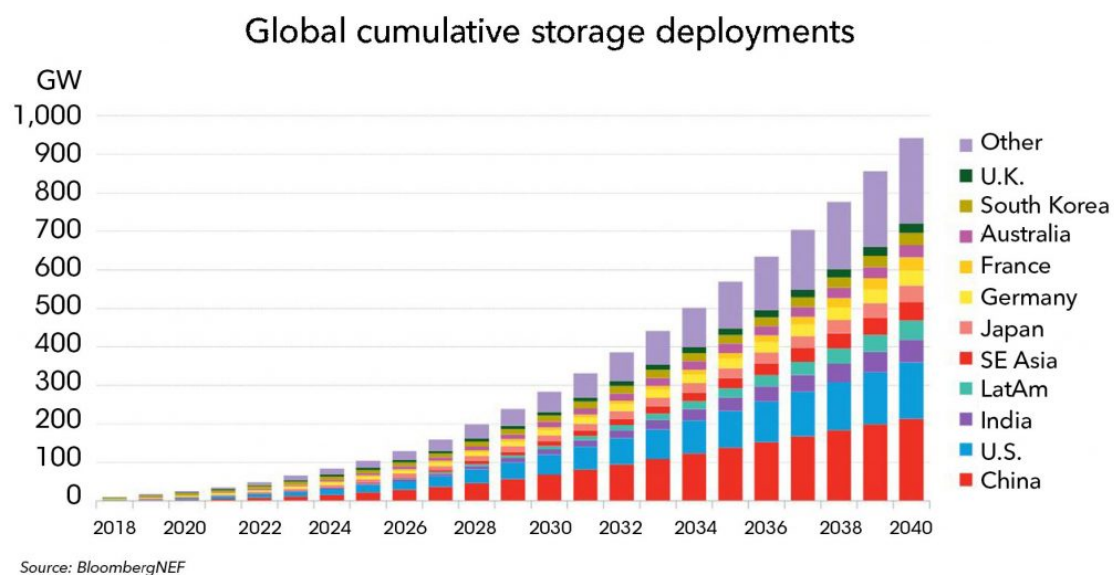


Figura 1: Almacenamiento de energía instalado acumulado global. Fuente: BloombergNEF.

Esta capacidad de almacenamiento proviene de distintas tecnologías, como se puede observar en la Figura 2. Si no se cuenta el almacenamiento por bombeo, la tecnología más avanzada es la electroquímica por baterías. Abarca capacidades de entre 1kW y 10 MW de potencia y su capacidad de almacenamiento está entre segundos y horas. Se están desarrollando tecnologías de almacenamiento químicas, como puede ser el hidrógeno, que permitirán el almacenamiento durante más tiempo. Para algunas renovables, como es el caso de la generación eólica, esto es imprescindible ya que pueden producir energía de manera poco predecible y será necesario almacenarla durante más tiempo.

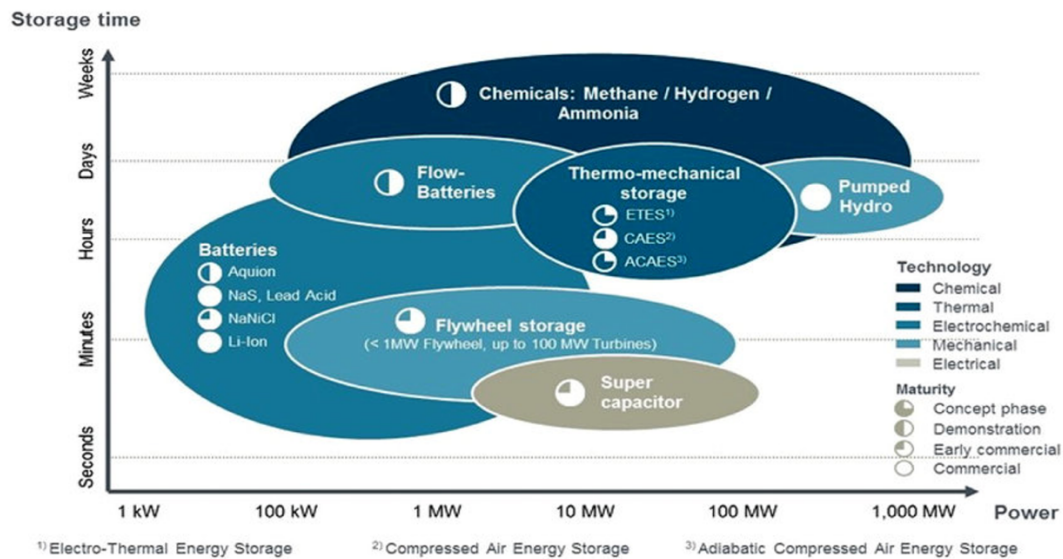


Figura 2: Tecnologías de almacenamiento de energía según potencia y tiempo de almacenamiento. Fuente: FutureBridge.

En el caso de la generación solar fotovoltaica, el uso de baterías es suficiente debido a que es una generación predecible y diaria, por lo que se puede modelar para usar con ciclos cortos de almacenamiento, aprovechando la energía para cubrir fluctuaciones, horas nubladas u horas nocturnas. Las baterías se usan como sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS por sus siglas en inglés), permitiendo un control de esta energía, además de acciones de *peak-shaving* y regulación de red mediante Servicios Auxiliares. [3]

Se predice un gran crecimiento en el mercado de las baterías y los sistemas de almacenamiento en general, debido a su capacidad de uso para integrar renovables y asistir en el control de red. En cuanto al coste de las baterías, el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* estima reducciones de coste de entre el 26 y 63% hasta 2030 y más para el 2050 [4], proyectando un gran aumento a futuro de la capacidad mundial de almacenaje.

2.2 PLANTAS SOLARES CON ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y SU FUNCIONAMIENTO EN ISLA

En la actualidad, las plantas solares con capacidad de almacenamiento por batería más grandes se encuentran en Australia, Estados Unidos y países europeos. Uno de los sistemas más grandes es *Hornsedale Power Reserve*, en Australia Sur, que cuenta con 129 MWh de capacidad de almacenamiento gracias a la batería de ion-litio más grande del mundo (Tesla). Aporta control de frecuencia y servicios auxiliares a la red que se espera que permitan un funcionamiento 100% renovable de la red australiana. [5]

A escala más pequeña, en islas, IRENA destaca proyectos como el de las islas de Hawái que tiene más de 150 MWh de sistemas renovables de almacenamiento con baterías y

permite aplanar la demanda y servicios de regulación que reducen el coste de la energía. [6]

Estos sistemas funcionan conectados a redes eléctricas que cuentan con sistemas de regulación y otras generaciones. Para este proyecto, se quiere estudiar especialmente los sistemas aislados de generación renovable y almacenamiento de energía, que se hibridan con sistemas existentes de generadores diésel. Debido a que los sistemas son aislados y los generadores regulan la red, cuando se añade energía renovable intermitente es necesario ver si estas intermitencias son asumibles por los generadores. Según un estudio sobre la estabilidad de sistemas aislados de red usando BESS [7], se puede obtener valores aceptables de frecuencia con fluctuaciones de producción solar importante solo cuando la penetración fotovoltaica es de menos del 30%. Es por esto que si se requiere funcionar en isla hibridando renovables intermitentes con generadores diésel y conseguir un porcentaje de renovables mayor, es imprescindible un sistema de almacenamiento.

2.2.1 HIBRIDACIÓN DE PLANTAS SOLARES CON ALMACENAMIENTO POR BATERÍAS CON GENERADORES DIÉSEL EN EL ESTADO INSULAR DE NIUE

Niue es una pequeña nación insular situada en el Pacífico, con una población de alrededor de 1.300 personas. Al igual que muchos otros pequeños países insulares, ha dependido de generadores diésel para su electricidad durante décadas. Históricamente, se abastecía de cuatro generadores diésel de 500kVA que distribuían la electricidad a través de dos redes en toda la isla. [8] En la última década, este suministro se ha apoyado en instalaciones de energía solar, lo que ha dado resultados desiguales debido a las dificultades para equilibrar la demanda de la red eléctrica con la electricidad generada por energía solar y diésel. Finalmente, la conclusión fue la reducción de la generación solar para tratar de mantener la estabilidad de la red, lo que significó que no se pudo utilizar toda la electricidad solar producida en la isla.

Para solventar esto, se diseñó y construyó una planta de generación renovable y un sistema de gestión de la energía para la isla, utilizando una nueva tecnología solar y de baterías. Los 600kW de tecnología solar han producido 320.000kWh de electricidad en los seis meses y el consumo de diésel se ha reducido junto con las emisiones de CO₂.

En la práctica, esto significa que en los días soleados los generadores diésel de Niue suelen estar apagados hasta 12 horas. El sistema solar está conectado a una solución de almacenamiento de energía en baterías de iones de litio de *Tesla Powerpack 2* (BESS) de 3,15 MWh conectada a la red en la central eléctrica de Niue. Este sistema controla el flujo de electricidad procedente de los generadores diésel, los paneles solares (antiguos y nuevos) y el BESS para maximizar el uso de la electricidad solar renovable en Niue. [9]

El resultado final es que ahora el 28,6% de las necesidades energéticas de Niue (medido desde mayo de 2019) se está cubriendo con generación renovable gracias al 1,1 MW total de potencia fotovoltaica instalada, ahorrando aproximadamente 130.000 litros de diésel.

Cuenta con un sistema de gestión de la energía (EMS) de Vector PowerSmarts (empresa encargada de este proyecto) para gestionar la red eléctrica de Niue equilibrando la generación solar nueva y la existente, los generadores diésel existentes y el BESS. [10]

2.2.2 ESTUDIO PARA LA DESCARBONIZACIÓN DE ANTIGUA Y BARBUDA (IRENA)

Situada entre el mar Caribe y el océano Atlántico, Antigua y Barbuda es una nación insular formada por dos masas de tierra con una superficie total de 443 kilómetros cuadrados. Dos de sus islas están habitadas, con casi 100.000 habitantes según el censo de 2017. [11]

El Gobierno de Antigua y Barbuda se ha propuesto el objetivo de lograr que el 100% de su generación de electricidad provenga de fuentes de energía renovables para 2030, gracias a una hoja de ruta que examina en detalle el sector eléctrico y esboza el camino hacia un sistema eléctrico resistente, descarbonizado y de menor coste. Para alcanzar el ambicioso objetivo propuesto por el Gobierno de Antigua y Barbuda, IRENA ha estudiado distintos escenarios para elaborar su *Renewable Energy Roadmap*. [12]

El sistema energético actual del país está ampliamente dominado por la generación convencional de combustibles fósiles. Por lo tanto, se exploran en este informe múltiples opciones de energía renovable.

- Energía solar fotovoltaica distribuida
- Energía solar fotovoltaica a pequeña escala (servicios públicos)
- Energía eólica a escala comercial
- Hidrógeno verde

Junto con el despliegue de las tecnologías de energía renovable mencionadas, los sistemas de almacenamiento en baterías serán esenciales para lograr el 100% de energía renovable en ambos sectores. Las baterías proporcionan muchos servicios para aumentar la fiabilidad del sistema eléctrico y apoyar la integración de las energías renovables. Además, la electricidad almacenada puede satisfacer los picos de demanda sin necesidad de comprometer unidades de generación adicionales, puede apoyar el voltaje y la frecuencia del sistema eléctrico, y puede satisfacer la demanda cuando la energía renovable no está disponible.

Los resultados de este estudio de IRENA demuestran que con los planes actuales del Gobierno, el LCOE disminuye de 0,15 USD/kWh a 0,14 USD/kWh, y simultáneamente la cuota de energía renovable aumenta del 3,55% a casi el 9%. Un aumento más significativo de la cuota de energía renovable se observa cuando se examina el escenario óptimo de renovables de casi 90% donde el LCOE disminuye hasta 0,105 USD/kWh.

Los resultados muestran que el 100% de la energía renovable es posible aumentando la capacidad de almacenamiento. Sin embargo, el despliegue de un sistema de almacenamiento de baterías tan grande resulta en tener el LCOE más alto de todos los escenarios considerados. Con la producción de hidrógeno verde y el aumento de la capacidad solar y eólica, el LCOE disminuye a 0,104 USD/kWh.

En conclusión, igual que con el territorio insular de Niue, el almacenamiento es necesario para poder integrar un porcentaje renovable considerable. En este informe se estudia también la utilización de hidrógeno verde, que es el escenario que menor LCOE consigue.

Se concluye igualmente que el coste nivelado de la energía sigue siendo más bajo que el actual incorporando un escenario optimo de renovables con almacenamiento por baterías, demostrando que es posible la descarbonización económica de sistemas insulares con gran dependencia de los combustibles fósiles.

3 MOTIVACIÓN

La singularidad y novedad del sistema renovable que estudia este proyecto es una de las principales motivaciones a la hora de elaborar este proyecto. En primer lugar, es un proyecto que engloba más que una planta solar con almacenamiento de energía. Es necesario un estudio más profundo de la isla, la tarifa y la demanda, y eso lo convierte en un proyecto más cercano y proporciona una mayor visión. Introduce muchos conceptos de la especialidad eléctrica de la Ingeniería Industrial, aprendidos tanto en el grado como en el máster, en un proyecto con profundidad sociopolítica, y con alto grado de aplicación en el futuro.

El desarrollo de sistemas que permiten a sistemas aislados de energía introducir fuentes renovables y reducir la huella de carbono del territorio es importante para poder alcanzar los objetivos y metas de los países en su lucha contra el cambio climático. La capacidad de hacer esto sin perjudicar al consumidor final mediante la tarifa es necesario para los gobiernos.

En segundo lugar, debido a que mi Trabajo de Fin de Grado trató sobre una instalación fotovoltaica de autoconsumo, complementa y profundiza sobre ese estudio. Con los efectos del cambio climático haciéndose más visibles, la oportunidad de indagar sobre soluciones contra las emisiones de gases de efecto invernadero fue una de las grandes motivaciones de ese proyecto y lo sigue siendo en este.

En este caso, se trata de una solución hibridada con un sistema de almacenamiento y unos generadores diésel por lo que proporciona una perspectiva distinta a la del autoconsumo que suponía el proyecto de grado.

Además, el almacenamiento de energía y la estabilidad de la red en funcionamiento en isla en energías renovables es un tema en auge, que está en continuo desarrollo y que tomará, en el futuro cercano, una relevancia importante en el mix energético de muchos países por lo que me parece una excelente contribución a mi formación.

Finalmente, poder realizar un estudio con futura aplicabilidad para aumentar la generación renovable de sistemas insulares es una manera de contribuir a la sostenibilidad de las islas y a la acción contra el cambio climático, apoyando a las acciones y metas de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

4 ESTUDIO DE LA ISLA DE SAN EUSTAQUIO

4.1 INTRODUCCIÓN

La isla de San Eustaquio se encuentra en la parte noroeste del Caribe. San Eustaquio es una de las tres islas del Caribe Neerlandés que pertenecen a los Países Bajos. Se denominan las Islas BES (Bonaire, San Eustaquio y Saba) y desde el año 2010 son municipios especiales de los Países Bajos, es decir, que no forman parte de ninguna provincia. Antes de empezar a formar parte de los Países Bajos, formaban, junto con más islas del Caribe, las Antillas Neerlandesas, antiguo país constituyente del Reino de los Países Bajos.

Mientras que el Reino entero no pertenece a la Unión Europea, los Países Bajos sí. De esta manera, las Islas BES (y por lo tanto San Eustaquio) ahora forman parte de la Unión Europea y son gobernadas por el gobierno de los Países Bajos, aunque tienen gobiernos independientes en cada isla. [13]

La isla es parte del archipiélago de Barlovento, en el norte de las Antillas Menores, situándose en el cinturón de los vientos alisios y en zona de huracanes. El clima es moderado, con temperaturas medias anuales entre 26 y 29 °C y precipitaciones anuales de 1,125 mm en promedio. [14] Cuenta con una radiación solar muy adecuada para la generación solar fotovoltaica, con un potencial de potencia fotovoltaica de entre 1400 y 1600 kWh/kWp. Este potencial se refiere a la cantidad de energía fotovoltaica (en kWh) que se puede producir con 1 kilovatio pico de potencia instalada. Se puede ver el potencial de la región en la Figura 3.

Tiene 21 kilómetros cuadrados (10 km de largo y 5 km de ancho) y su población esta entre 3000 y 4000 habitantes (3138 en 2019 según *StatLine*, la base de datos de estadísticas neerlandesas).

PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

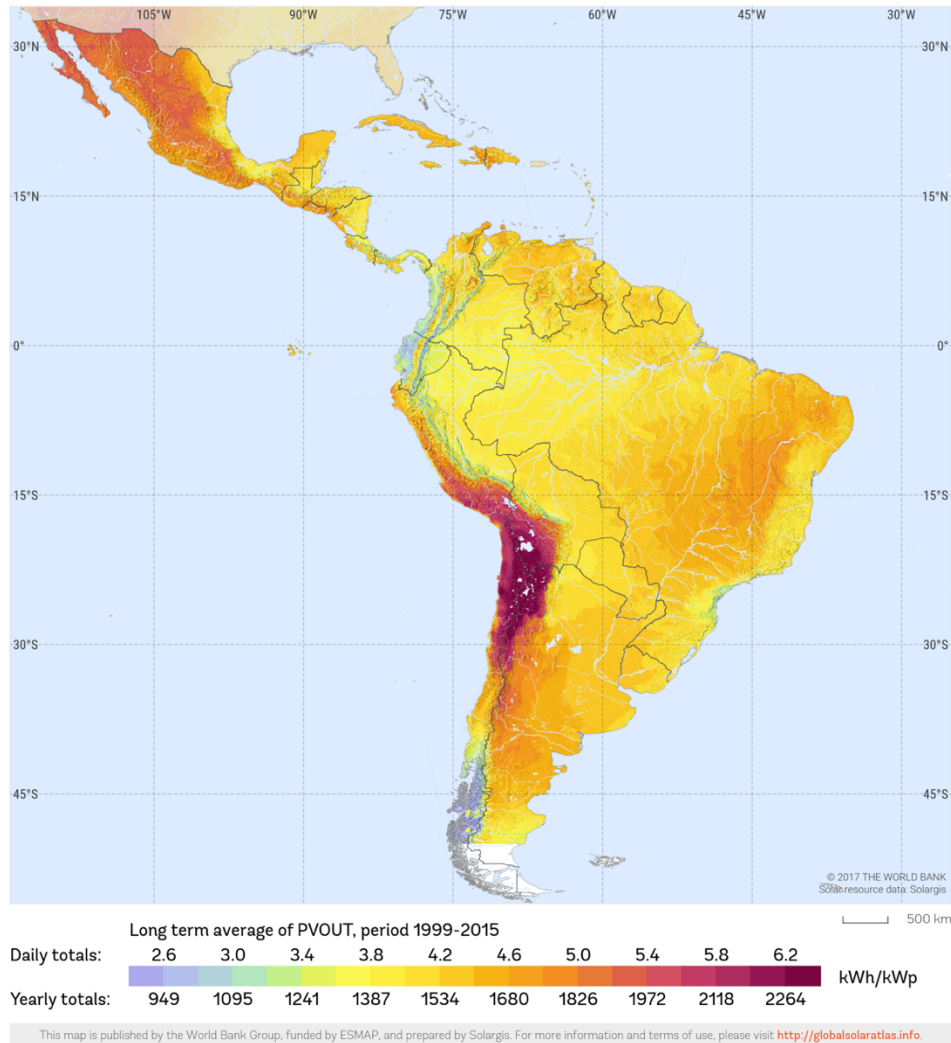


Figura 3: Mapa de potencial fotovoltaico. Fuente: Solargis.

4.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA DE LA REGIÓN CARIBEÑA

Solo en el mar del Caribe hay más de 7.000 islas, con un clima perfectamente adecuado a ciertas renovables, como la eólica, la fotovoltaica o la geotermia. Con alrededor de 3.000 horas de luz anuales en esta zona geográfica, la energía solar fotovoltaica podría ser la manera de conseguir energía limpia en las islas. El sector eléctrico caribeño “está caracterizado por una gran dependencia en la importación de combustibles fósiles que resulta en unos de los precios más altos de energía eléctrica en el mundo” [15]. Con precios de inversión de renovables a la baja, la transición hacia energía verde se presenta como una solución tanto al cambio climático como a esta dependencia.

Esta transición ya ha empezado pero las renovables ocupan todavía un lugar muy pequeño en el mix energético de los países caribeños. La capacidad instalada de energía renovable

de la región del Caribe ha aumentado un 50% desde el 2015 y actualmente (2019) es de 3329 MW, lo que supone un 13% de la capacidad eléctrica total instalada [16] (incluyendo los países/territorios considerados por IRENA). Este porcentaje es más pequeño aun, no llegando al 10%, cuando se habla de islas pequeñas, es decir, no se consideran las Antillas Mayores, como se ve en la Figura 4.

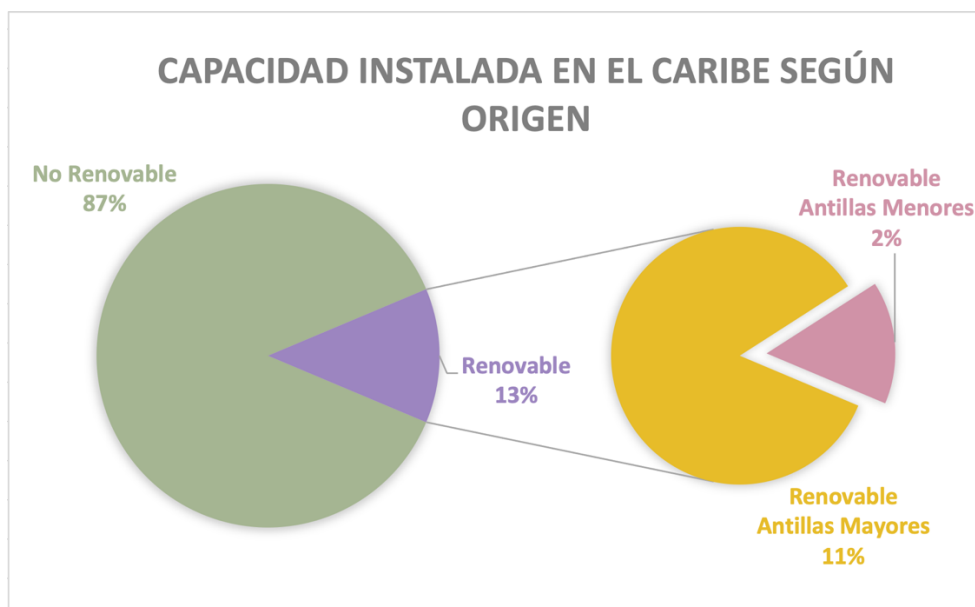


Figura 4: Capacidad Instalada en el Caribe según origen (Renovable / No Renovable). Fuente: Elaboración Propia. (Datos: Irena).

Esto supone una gran capacidad de mejora, convirtiendo a las islas del Caribe en buenos candidatos para las renovables. Mientras que en América Central está habiendo un gran desarrollo de energías renovables como la biomasa o la geotermia, en las Antillas Menores la renovable con más presencia es la solar fotovoltaica. La energía de origen eólico no se ha desarrollado en el Caribe, mientras que en América Central o Sur América tiene una gran importancia. Esto se debe a que el potencial eólico se encuentra en el cono sur de Latinoamérica.

4.3 DEMANDA, GENERACIÓN Y RED ELÉCTRICA DE LA ISLA

La economía de San Eustaquio depende, en su gran parte, de la compañía Nu-Star y del turismo por lo que la demanda eléctrica depende del crecimiento de este sector. Actualmente, la generación eléctrica de la isla es de 1400 MWh mensuales, con una carga pico de aproximadamente 2 MW. Esta demanda se prevé que aumente en los próximos años debido a la construcción de nuevos hoteles y complejos turísticos, aunque la población se mantenga estable.

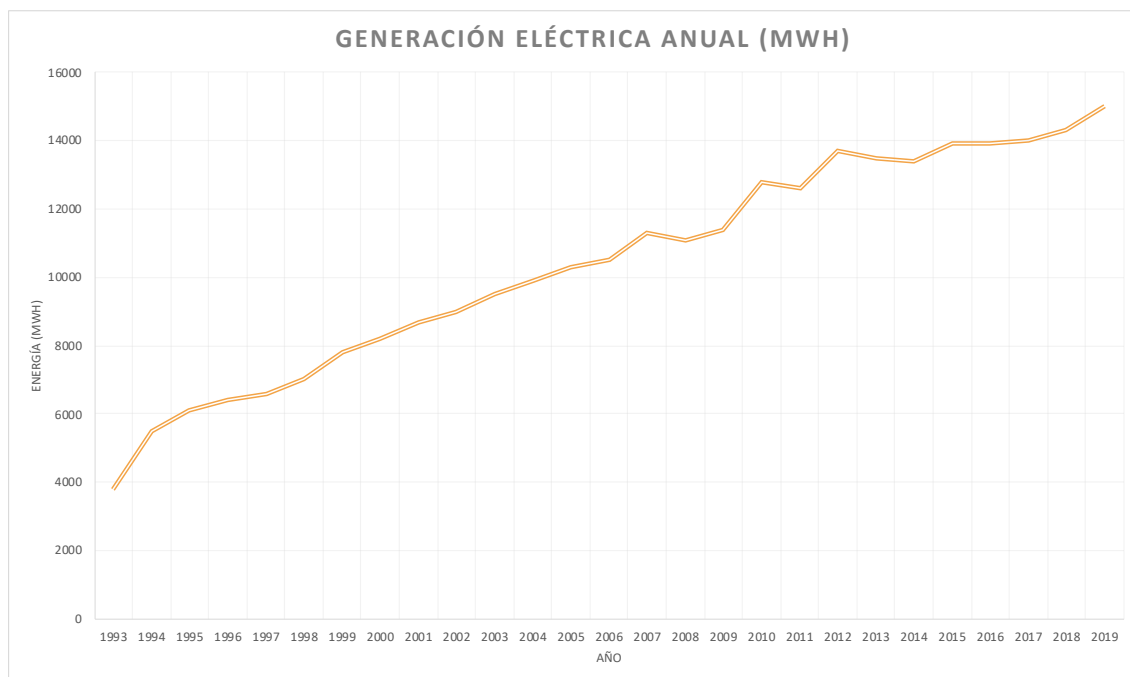


Figura 5: Generación Energía Eléctrica Anual en MWh. Fuente: Elaboración propia (Datos StatLine)

Stuco, St. Eustatius Utility Company, es la compañía de suministro eléctrico y de agua de la isla, que administra tanto la red eléctrica como la generación y el consumo. En 2014, debido a disolución de las Antillas Neerlandesas, se crea Stuco como compañía independiente. La antigua compañía eléctrica que llevaba la red de la Isla de San Eustaquio era común a todas las islas de las Antillas Neerlandesas por lo que repartía recursos y pérdidas. Stuco, al dejar de ser una gran compañía eléctrica y con la tarifa eléctrica de ese momento, acumulaba pérdidas económicas. Debido a que los costes de producción de electricidad, basada solo en generadores diésel, eran altos, y con la mayoría de la red de alta tensión obsoleta y aérea, el gobierno neerlandés subvenciona la distribución y producción de electricidad para mantener el nivel de coste del consumidor parecido al de los Países Bajos.

En este contexto, en 2015 se adopta la Política de Energía actual (2015-2021), que incluye tres grandes áreas de acción: La construcción de una planta solar fotovoltaica, el soterramiento de la red de media tensión y la aprobación de una nueva ley de producción y distribución de electricidad. Para el gobierno de San Eustaquio, un suministro eléctrico fiable y asequible es importante para acompañar el crecimiento económico y poblacional de la isla. Por esto, se llega a un acuerdo para bajar los costes de generación mediante la reducción del consumo de diésel gracias a generación renovable. [17]

Actualmente, la planta fotovoltaica ya está construida y forma parte de la red eléctrica de la isla. Esta red eléctrica consiste en una red de transporte (y distribución, al ser tan pequeña, coinciden) que conecta las cargas con las dos fuentes de generación: una planta de generadores diésel 5 MVA cerca de la capital y la planta solar fotovoltaica con almacenamiento en baterías de 4,15 MW a 2,5 km de la planta diésel. [18] La red de transporte, cumpliendo con la Política de Energía, esta siendo soterrada, habiéndose enterrado ya más de 23 kilómetros de líneas aéreas, proporcionando más estabilidad a la red debido a menos fallos por mal tiempo o desastres naturales. [17]

Analizando el mix energético, en la Figura 6 se puede observar la generación de los últimos 5 años y la fuente de la que procede esta generación. En los últimos dos años se ha alcanzado casi un 50% de producción fotovoltaica y una penetración (porcentaje de la demanda que es capaz de suministrar) del 100% entre las 9 de la mañana y las 6 de la tarde aproximadamente.

Comparado con la media de energía renovable de las Antillas menores, San Eustaquio es un ejemplo para el resto de las islas ya que en total solo se produce un 2% de la energía consumida con energía renovable.

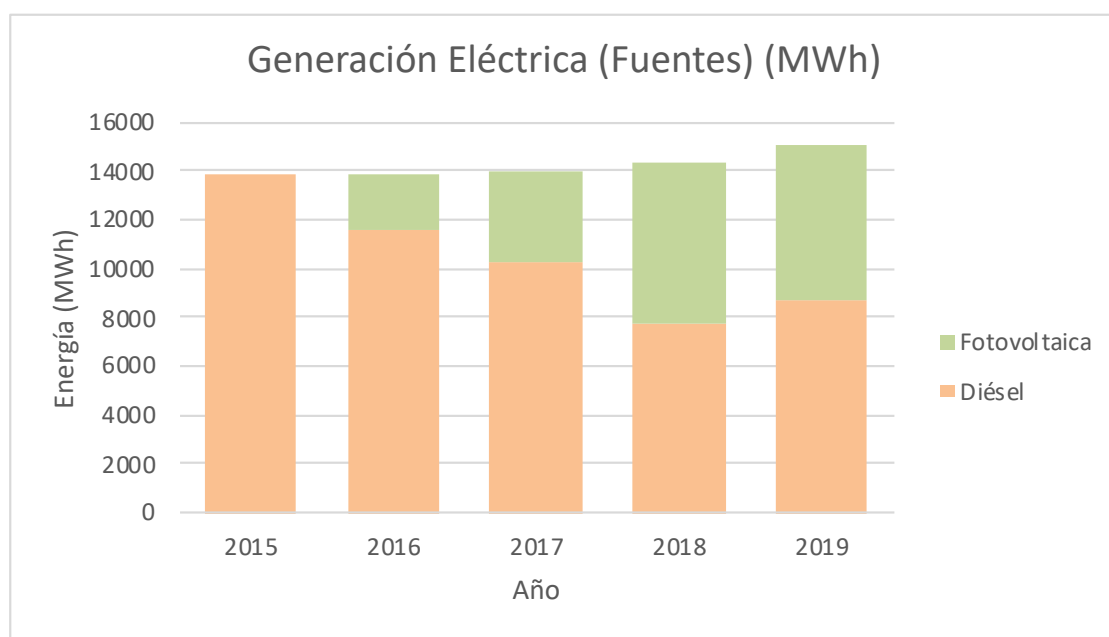


Figura 6: Mix de Generación Eléctrica en MWh. Fuente: Elaboración propia (Datos StatLine)

Este mix de generación alimenta las conexiones de los casi 4000 habitantes de la isla. Actualmente existe un rango de conexión de 3,2 a 95 kVA, siendo la más usada la conexión de 7,7 kVA y en aumento, ya que disminuyen las conexiones más pequeñas. Esto puede significar un aumento de la potencia conectada y demandada a futuro aunque la población se estabilice. Se pueden observar los distintos niveles de potencia de conexión y el número de conexiones estimadas por nivel para el año 2021 en Tabla 1, que suman en total 1.914 conexiones y 17.450 kVA conectados.

Categoría de Potencia (kVA)	Número de conexiones
3,2	243
7,7	1408
11,0	88
13,9	35
13,3	20
19,0	27
23,9	37
30,4	11
38,0	14
47,5	18
60,8	7
76,0	3
85,5	3
95,0	1

Tabla 1: Numero de conexiones por categoría de potencia. Fuente: Stuco.

5 ESTUDIO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA Y EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR BATERÍAS

Como se acuerda en el *Energy Policy*, se decide llevar a cabo la construcción y puesta en marcha de una planta solar fotovoltaica financiada completamente por el Ministerio de Asuntos Económicos neerlandés. Debido al clima y la hibridación con generadores diésel, la planta debería llevar un sistema de almacenamiento incorporado para aportar la estabilidad necesaria a la red eléctrica de la isla, ya que los generadores no tienen la capacidad de afrontar las fluctuaciones de la generación fotovoltaica (como puede ser falta de generación por irradiación intermitente debido a nubosidad).

La empresa SMA Solar Technology AG, con su filial *SMA Sunbelt Energy*, se convierte en la encargada y responsable del diseño de esta planta. Inicialmente se construyen y ponen en marcha casi 2 MW de potencia solar en 2016. Debido al éxito de funcionamiento de la planta se implementa una segunda etapa en 2017 que incrementa tanto la potencia instalada como la capacidad de almacenamiento para permitir el funcionamiento en isla de la instalación durante el día (se desconectan totalmente los generadores diésel). Actualmente, se plantea un tercer aumento de potencia y almacenamiento. [17]

5.1 PRIMERA ETAPA

En septiembre de 2015 se inicia la construcción de la primera etapa de la hibridación de la planta de motores diésel con generación solar fotovoltaica. La puesta en marcha comienza en marzo de 2016 con una capacidad instalada de potencia solar de 1,89 MWp (Megavatios pico), combinada con 571 kWh de almacenamiento por batería.

Este sistema de almacenamiento tiene, inicialmente, el rol de mejorar el comportamiento de los generadores diésel frente a fluctuaciones solares. El paso rápido de pequeñas nubes que caracterizan al clima de San Eustaquio requiere de una compensación inmediata que los generadores diésel tienen dificultades de alcanzar. [18]

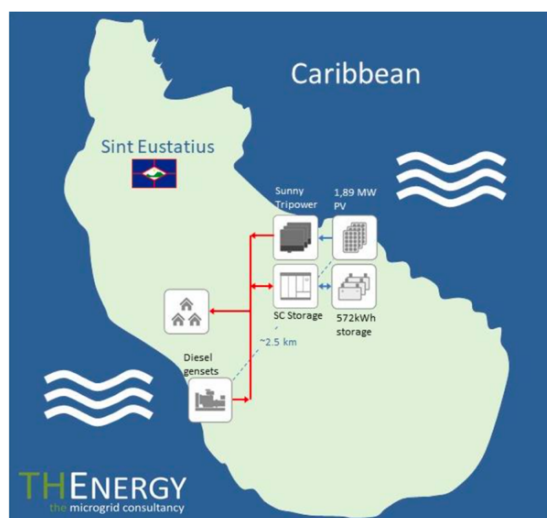


Figura 7: Localización de la planta fotovoltaica con baterías. Fuente: THEenergy

SMA Sunbelt Energy GmbH fue el responsable de la instalación, constituida por los módulos fotovoltaicos y sus correspondientes 74 inversores (*SMA Sunny Tripower 25000TL-30 inverter*), las baterías (*Samsung Ion-Litio*) y el centro inversor de estas, *Sunny Central Storage 1000*. Este centro inversor proporciona servicios de gestión de red, como control de frecuencia, y junto con el equipo *SMA Fuel Save Controller*, que proporciona control de lazo abierto y cerrado, permiten que la instalación fotovoltaica alcance una penetración del 89% en esta primera etapa. [19]

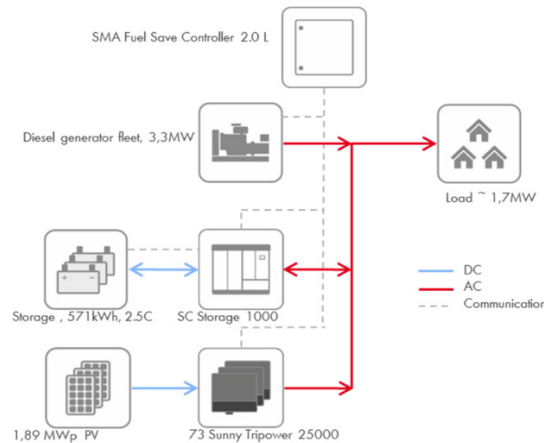


Figura 8: Esquema técnico de la instalación. Fuente: SMA

Según un estudio del primer año de operación de la planta solar hibridada con diésel [18], los resultados fueron excelentes. Como se puede observar en la Tabla 2, mientras que el ahorro de combustible neto estaba un poco por debajo de lo esperado, los ahorros relativos fueron mayores. Además, el índice de rendimiento de la planta, que no depende de la irradiación por lo que no varía con las desviaciones anuales, superó las expectativas. Finalmente, la degradación de las baterías fue menor de lo esperado.

Con estos resultados, Stuco y el gobierno deciden ampliar la planta.

Parameter	Forecast (21.09.2015)	Measurement (28.03.2016- 27.03.2017)	Relative values
Total load [MWh]	13 697	13 087	4.5% less
Fuel savings [liter]	822 733	812 887	1.2% less
Rel. fuel savings [l/MWh]	60.1	62.1	3.4% more
Renewable energy fraction [%]	23%	23.89%	3.8% more
Performance ratio of the PV system [%]	82%	>82%	0%
Irradiation [kWh/m ²]	2124	2021	4.9% less
Energy produced by PV system [MWh]	3200	3126	2,3% less
Curtailed PV energy [MWh] / [%]		216 / 6.45%	
Battery energy throughput [MWh]	149	148	0.7% less
Diesel generator [MWh]	10 467	10 007	4.4% less
Battery capacity /state of health [kWh] / [%]	547/ 95.6	565 / 98.7	3.2% more

Tabla 2: Previsión y medidas de los 12 primeros meses de operación. Fuente: THEnergy

5.2 SEGUNDA ETAPA

Esta expansión del proyecto es la que convierte al sistema híbrido en un ejemplo para todo el Caribe. La potencia fotovoltaica se duplica en esta etapa, alcanzando 4,15 MW, y se aumenta la capacidad de almacenamiento a 5900 kWh. Con estas baterías y su nuevo inversor *Sunny Central Storage 2200*, el sistema puede funcionar en isla durante el día. *SC Storage* permite apagar los generadores diésel manteniendo la estabilidad de frecuencia de manera extraordinaria. Gracias a las capacidades del *SC Storage* para controlar la red y al ya instalado *SMA Fuel Save Controller*, la sincronización de las baterías y los generadores es automática, compensando a tiempo real las fluctuaciones que puede haber de generación fotovoltaica. SMA considera que los inversores de batería son su producto estrella, gracias a sus propiedades de formación de red y su gran rango de utilidades.



Figura 9: Imagen de la planta solar fotovoltaica y el sistema de almacenamiento por baterías. Fuente: SMA.

Según la información de SMA, el inversor *Sunny Central Storage 2200* es diseñado y creado para la fase dos de este proyecto con un algoritmo “*grid-forming*”, que controla el voltaje y la frecuencia basándose en la carga y el balance fotovoltaico de la red. Gracias a esta capacidad de “formar la red” puede trabajar de manera autónoma sin los generadores diésel. [20]

El resultado de esta segunda etapa se puede ver en la Figura 10 donde, gracias a la potencia de las baterías, los generadores diésel se apagan sin dificultad para encenderse al final del día cuando son necesarios.

FUEL SAVE CONTROLLER „DIESEL OFF MODE“ DAYTIME WITHOUT DIESEL

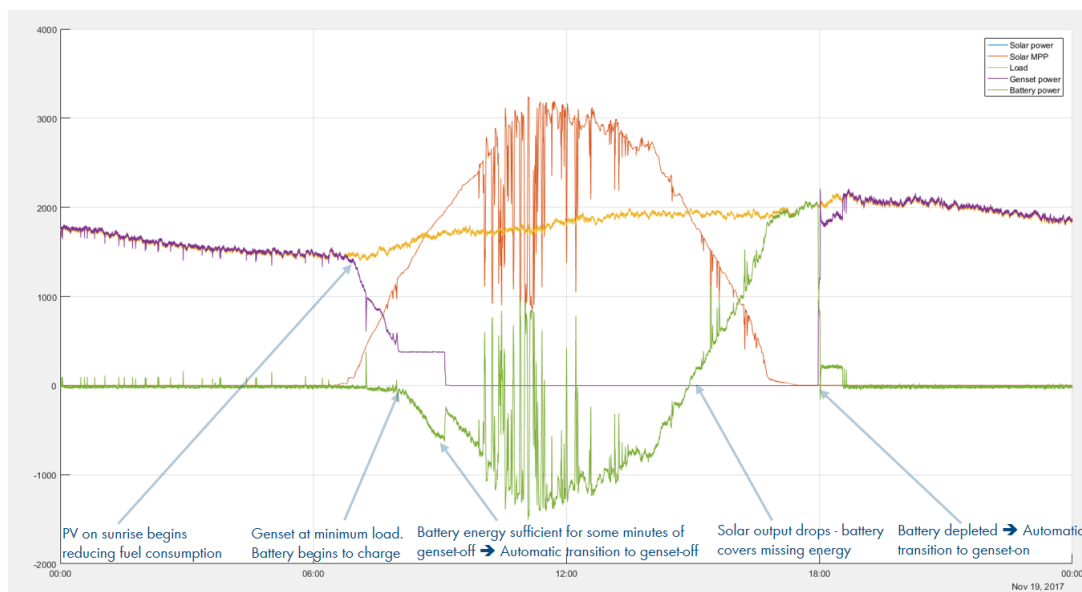


Figura 10: Fuel Save Controller. Generación en modo diésel apagado durante el día. Fuente: SMA

Este funcionamiento permite que Stuco, la compañía de suministro eléctrico, ahorre 5.500 litros de combustible diésel al día, casi 2 millones de litros al año. Esto se traduce en unos costes operacionales mucho menores y en una reducción de las emisiones de CO₂ del sistema de hasta 4.560 toneladas métricas cada año. [21]

Gracias a poder estabilizar el sistema (tanto en términos de frecuencia como de voltaje) sin necesidad de generadores convencionales, un 46% de la energía que consume la isla de San Eustaquio proviene de una fuente renovable. En la Figura 11 se puede observar el efecto de la puesta en marcha de las dos etapas en la generación.

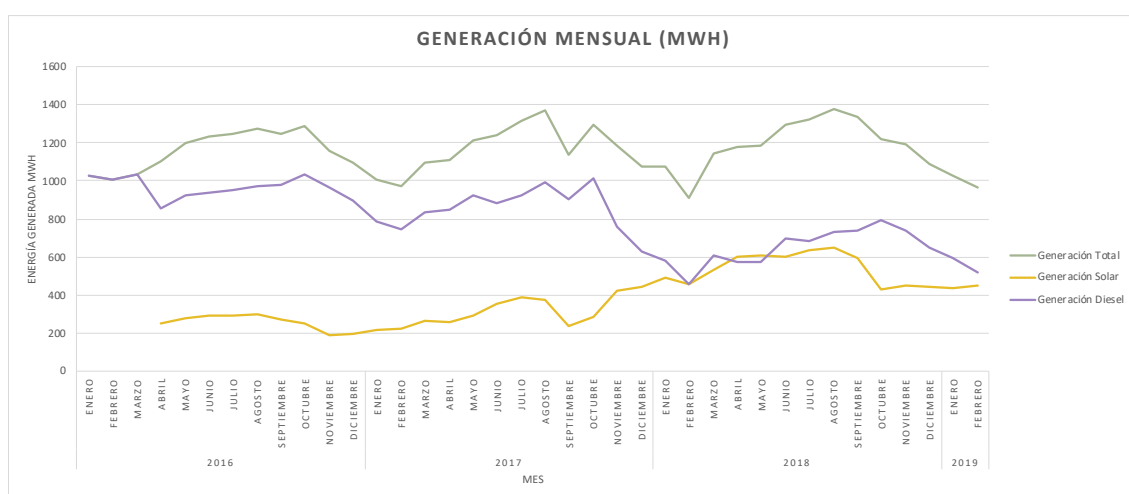


Figura 11: Energía generada por el sistema diésel-fotovoltaico en MWh. Fuente: Elaboración propia (datos SMA)

Los datos de esta instalación y de la red eléctrica plantean un modelo a seguir por su buen comportamiento eléctrico. Es el primer proyecto de este tipo tanto en la región como mundialmente, por lo que ha sido un referente para proyectos que han surgido estos dos últimos años.

La tecnología usada es también de vanguardia con SMA creando muchos de los componentes específicamente para esta planta que ahora usa en muchos de sus proyectos. Además, la planta solar fotovoltaica resistió sin daños críticos a los huracanes de septiembre de 2017 que se dieron en toda la zona del Caribe, convirtiéndolo en un sistema fiable también físicamente. Esto es importante en esta región, donde, como ya se ha comentado antes, los huracanes son frecuentes y devastan muchas estructuras.

5.3 SIMULACIÓN DE LA PLANTA SOLAR

Para hacer un estudio detallado de la planta fotovoltaica, se ha dimensionado en el programa Helioscope. Este programa permite diseñar instalaciones fotovoltaicas directamente sobre el mapa, por lo que se ha podido replicar la planta con exactitud. Este modelo permite saber la producción teórica anual de la planta. La Figura 12 muestra el diseño de la instalación, siguiendo la distribución de módulos existente.

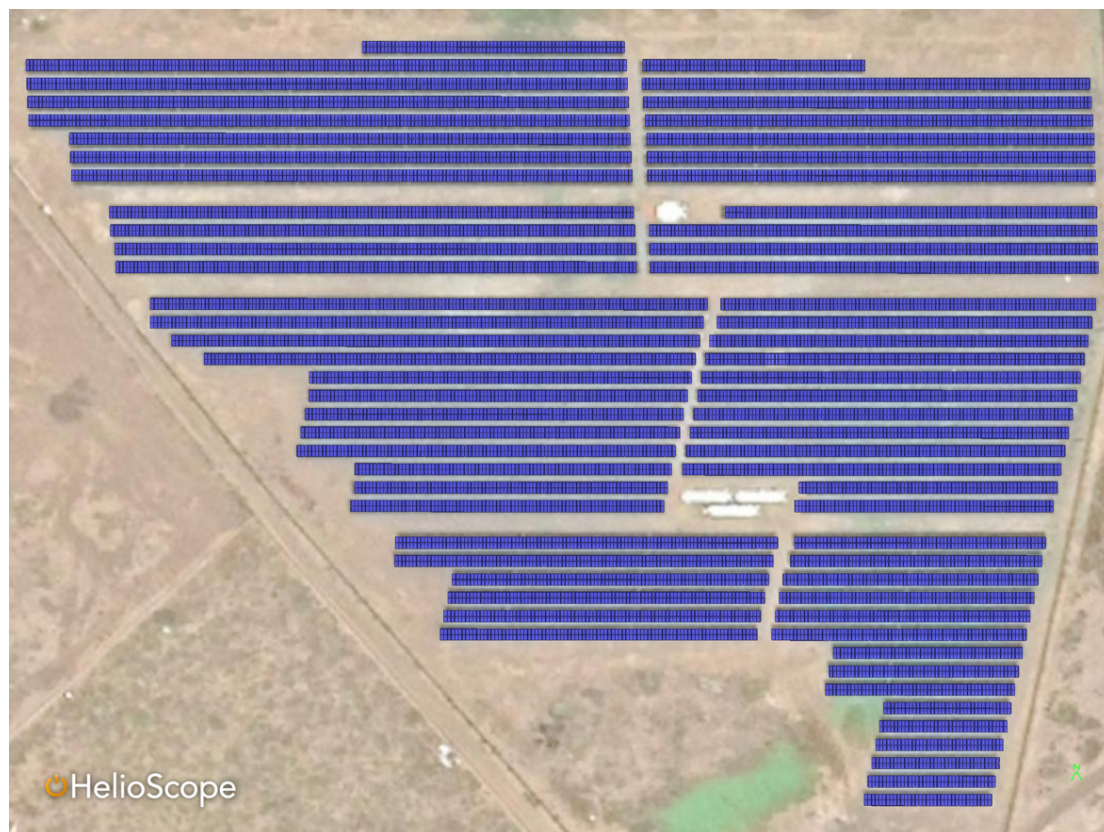


Figura 12: Diseño de la instalación FV en el programa Helioscope. Fuente: Elaboración propia.

Del programa se obtiene la potencia horaria de la instalación durante el primer año. Debido a que está en tramo horario, estos datos equivalen también a la generación de energía. Haciendo un promedio de todas las horas de el año se obtiene el balance promedio de las 24 horas, mostrado en la Figura 13.

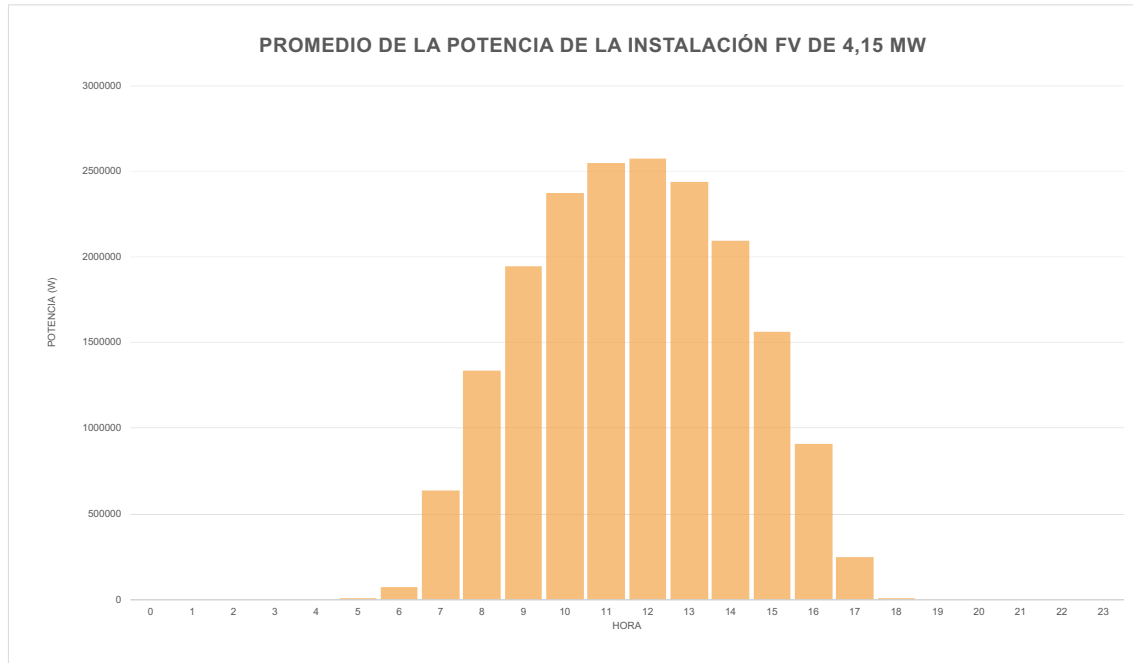


Figura 13: Promedio de la potencia de la instalación FV durante el primer año. Fuente: Elaboración propia.

Esta simulación no incluye el almacenamiento por baterías. La simulación correcta del comportamiento del sistema de almacenamiento necesitaría los datos de consumo anuales por lo que se ha decidido simular solo la producción de energía fotovoltaica. Estos datos permiten saber cuanta energía se produce anualmente, y con la degradación de los paneles se puede saber cuanta energía producirá la planta en sus años de vida útil.

6 FUTURO DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA Y DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Una vez se ha estudiado el comportamiento actual de la planta solar fotovoltaica y habiendo comprobado su ejemplar funcionamiento en isla, surge el planteamiento de su uso futuro. Hay dos grandes preocupaciones sobre el futuro de la planta: la reposición de equipos para mantener la planta en el estado actual y la posible ampliación de la planta debido a su éxitos y el ahorro en costes que supone.

6.1 AMPLIACIÓN

En 2019 se hace un estudio sobre la ampliación de la planta ya que surge interés en aumentar los ahorros de combustible y cubrir más demanda con energía renovable. El objetivo principal de una tercera ampliación, según el estudio de viabilidad “*Renewable Electricity Generation Phase 3*” [22] sería cubrir el pico de demanda de la tarde, además de tener un porcentaje del 65% de energía renovable. Este estudio plantea el uso de distintas tecnologías, llegando a la conclusión de que la mejor opción es la solar fotovoltaica y se plantea un aumento de entre 2 y 2,5 MW además de un aumento de almacenamiento de 8.000 kWh. Con esta ampliación, la planta sumaría un total de 6,15 MW de capacidad instalada y 13.900 kWh de almacenamiento.

Para comprobar que esta ampliación cumple con los objetivos, se simula con el programa Helioscope. El resultado de esta simulación, como se ha comentado en el capítulo anterior, será solo de la generación fotovoltaica. Con una potencia de 6,15 MW se generaría 10.114 MWh anuales, 3,27 GWh más que con la fase dos de la planta solar. Con una demanda anual de casi 16, 5 GWh, se llegaría a un 62 % de generación renovable, cerca del objetivo de producción. A continuación, se muestra el resultado de la simulación.

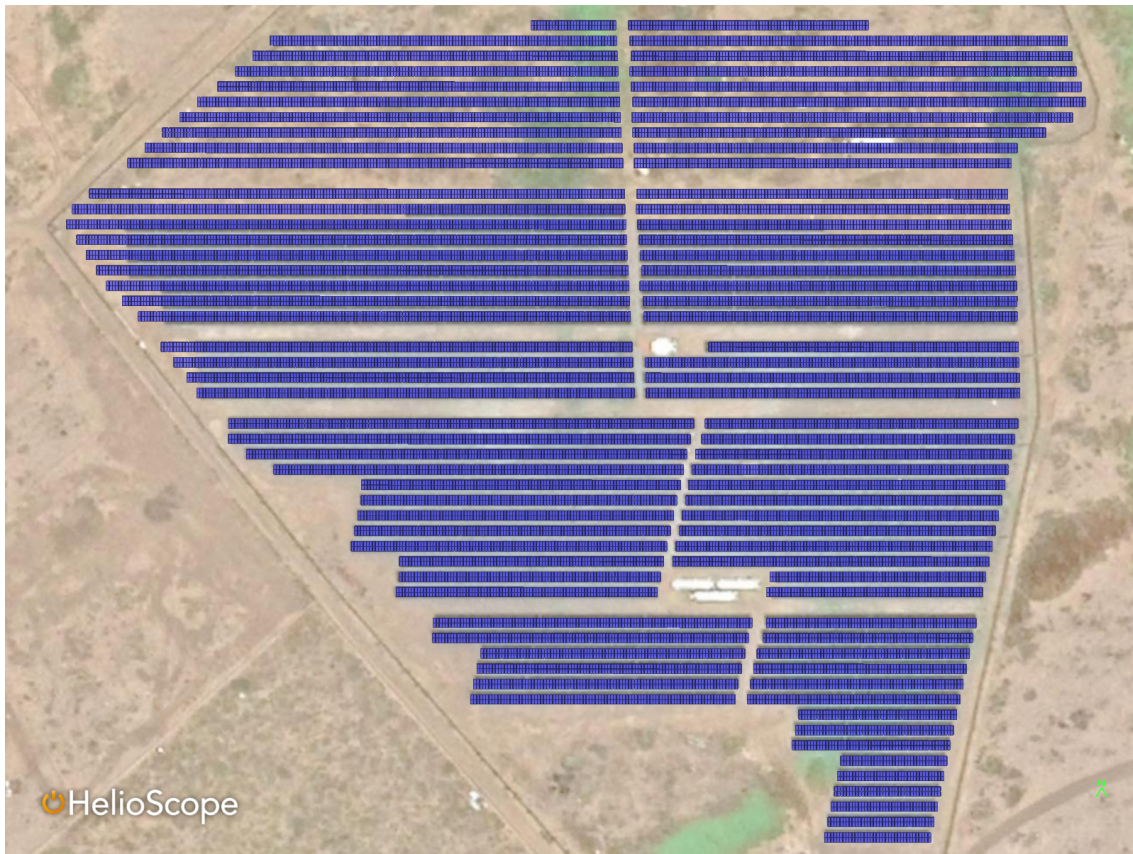


Figura 14: Disposición de los módulos fotovoltaicos en la ampliación de 6,15 MW. Fuente: Elaboración propia.



Figura 15: Promedio anual de la producción horaria en kW de la instalación fotovoltaica de 4,15 MW comparada con la de 6,15 MW. Fuente: Elaboración propia.

Para analizar el comportamiento del sistema de almacenamiento a la hora de suministrar energía durante la tarde, cuando se alcanza el pico de demanda, se ha simulado una demanda tipo que se ha sobrepuesto a la producción fotovoltaica promedio anual. Con estos datos, se obtiene la energía que se va almacenando en las baterías por el exceso de generación frente a la demanda. Cuando la generación baja, se simula la energía que va a aportar el sistema de almacenamiento cada hora hasta que sea necesario encender los generadores diésel.

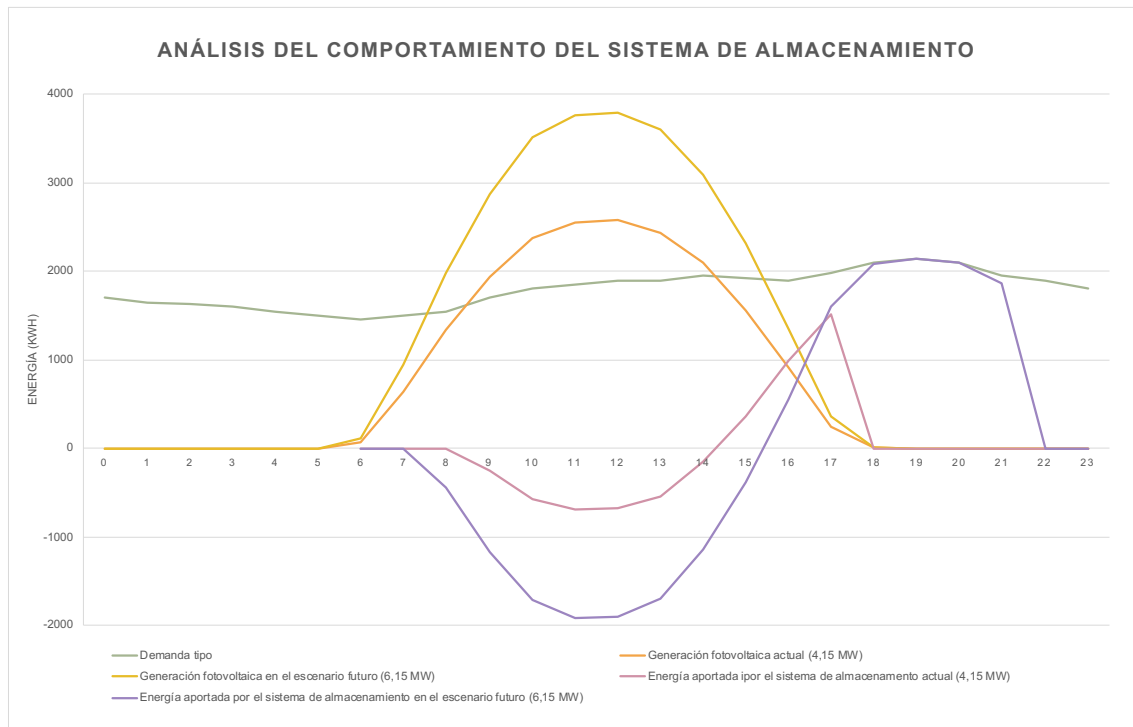


Figura 16: Análisis del comportamiento del sistema de almacenamiento actual y de la posible ampliación. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede comprobar, el aumento de la capacidad instalada de la planta supondría una generación de energía tal que se podría almacenar suficiente como para cubrir el pico de demanda. Además, se comprueba que es necesario también el aumento de capacidad de almacenamiento ya que, en este análisis, el sistema de almacenamiento alcanza casi 10 MWh almacenados, superando la capacidad actual del sistema de almacenamiento 5,9 MWh. Estos 10 MWh de energía almacenada se calcula según los datos medios anuales, por lo que se comprueba el almacenamiento también en la época con más producción del año para comprobar que se alcanza un almacenamiento de hasta 12,5 MWh por lo que la hipótesis de almacenamiento hasta 13,9 MWh es perfecta para cumplir con los objetivos.

6.2 REPOSICIÓN

Los módulos fotovoltaicos tienen una vida útil de 25 años, lo que normalmente supone que la planta tenga esta misma vida útil. Dentro de estos 25 años se espera tener que

reemplazar algunos módulos ya que las garantías se alargan entre 10 y 15 años, pero este coste se asume como parte de la operación y mantenimiento. Esto también se aplica a los inversores, por lo que no se hace un estudio de la reposición de estos. Como conclusión, la tecnología fotovoltaica se repondrá al completo cada 25 años, es decir al final de la vida útil de la planta. Hay que tener en cuenta que se hará también por fases, como la construcción, y que en el caso de la ampliación, habrá que hacer también la reposición de esta.

En el caso de una planta con almacenamiento, hay que tener en cuenta también la vida útil de las baterías. Actualmente, las baterías tienen vidas útiles de entre 8 y 15 años dependiendo del uso. [23] Esto supone que a lo largo de la vida de la planta hay que reponer el sistema de almacenamiento como mínimo dos veces. Las baterías usadas cuentan con 6000 ciclos de uso, por lo que dependiendo de cuantas descargas diarias se haga, su vida útil será distinta. Se estiman para las baterías usadas en la primera y segunda fase una vida útil de 12 años y para las de la tercera fase y las que se usarán como repuestos 15 años (con la suposición de que la vida útil aumente con la mejora de la tecnología). Estas vidas útiles suponen que la batería se descarga más de una vez al día ya que suponiendo una descarga al día, 6000 ciclos serían casi 16,5 años.

6.3 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Se plantean entonces varios escenarios a futuro, hasta el año 2050. Se ha establecido este límite temporal para los escenarios ya que las estimaciones de la mayoría de los valores relevantes para el análisis se extienden solo hasta este año. Además, esto permite que se puedan estudiar la ampliación y/o reposiciones hasta 33 años después de la puesta en marcha de la primera fase y 28 después de la posible ampliación, por lo que se tendrá en cuenta la reposición de los módulos al menos una vez para las tres fases.

Los escenarios son los siguientes:

Escenario 1: Ampliación de la planta solar fotovoltaica y el almacenamiento con reposiciones de módulos y baterías en los años correspondientes.

La ampliación ocurriría en el año 2022 y las reposiciones en los años señalados en el año anterior. La primera reposición, por lo tanto, sería de las baterías de la primera fase de la planta solar 12 años después de su puesta en marcha, en el 2028.

Se considera que si se amplía la planta, se harán también las correspondientes reposiciones para mantener la inversión por lo que no se estudia un escenario de solo ampliación.

Escenario 2: Reposición de módulos y baterías en los años correspondientes

Se estudia en este escenario el mantenimiento del funcionamiento actual de la planta, reponiendo la instalación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento al final de sus vidas útiles.

Escenario 3: Desmantelamiento de la planta fotovoltaica en el año 25, con reposición de baterías en los años correspondientes

Inicialmente se consideraba un escenario sin reposiciones pero, como se ha mencionado antes, el sistema de almacenamiento es clave para el funcionamiento de la red con energía fotovoltaica por lo que para aprovechar la instalación a 25 años no es coherente no realizar una reposición de baterías. Por esto, este escenario considera un desmantelamiento de la planta al final de su vida útil y la reposición de baterías para permitir su funcionamiento hasta ese año.

7 ESTUDIO DE LA TARIFA ELÉCTRICA Y DEFINICIÓN DEL MODELO DE CÁLCULO

Como se acuerda en la Política de Energía del 2015, se implementa un nuevo decreto llamado *BES Electricity and Drinking Water Act*, con el objetivo de proporcionar a los ciudadanos del Caribe Neerlandés un suministro de agua y electricidad sostenible, asequible y seguro. Se corresponde entonces con los objetivos de proteger a los consumidores y coordinar el sector energético que se incluyen en el *Energy Policy*. [24]

Con este *Electricity and Water Act* como base, surge la implementación del método de regulación tarifario actual, con los objetivos de protección del consumidor (frente a tarifas altas), protección del inversor (con retornos de inversión atractivos) y la eficiencia de las compañías de producción de electricidad. Además, se requiere con este *Act* que la tarifa este orientada a cubrir los costes de producción de tal manera que el precio final de la tarifa dependa, en la medida de lo posible, de los costes asociados solamente a la producción de ese servicio.

Se establece por tanto el “*Method for Setting the Tariffs for the Production and Distribution of Electricity and Drinking Water in the Caribbean Netherlands 2017–2019*”, redactado e implementado por el *Authority for Consumers and Markets* (“*Autoriteit Consument en Markt*” - ACM).

En los siguientes apartados se describe el método (la manera de calcular la tarifa final del consumidor) y se detalla como se ha establecido un modelo de cálculo basado en este sistema tarifario para poder estimar la tarifa a futuro de la manera más precisa posible.

7.1 MÉTODO DE ESTABLECIMIENTO DE LAS TARIFAS DE PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL CARIBE NEERLANDÉS

Este método intenta encontrar el equilibrio entre los objetivos y principios que marca el *Electricity and Water Act*, basándose en lo que se denomina el “*profit-sharing method*” por el cual si, tras la estimación de la tarifa, se acaba teniendo más beneficios o pérdidas de lo esperado, este resultado se reparte entre los consumidores y la empresa. Es decir, si la empresa reduce costes y gana más de lo esperado con las tarifas, el 50% de ese exceso de beneficios se traduce en una reducción de la tarifa del año que viene, otorgando parte del beneficio al consumidor final. Con este método se incentiva a que la empresa reduzca costes, ya que obtendrá mayor beneficio, pero se sigue orientando la tarifa a los costes de producción. [24]

La estimación de la tarifa depende entonces de la estimación de los costes de producción y distribución de electricidad, de la estimación de los ingresos que hay que obtener para cubrir estos costes y tener además un retorno y de que tarifas hay que imponer para obtener tales ingresos. Estos tres pasos son las bases del método de establecimiento de tarifas. Por último, se tiene en cuenta las diferencias entre las estimaciones y resultados reales de años anteriores (*profit-sharing*) para que la mitad de esta diferencia ya sea positiva o negativa (beneficio o pérdidas) repercuta en la tarifa de este año.

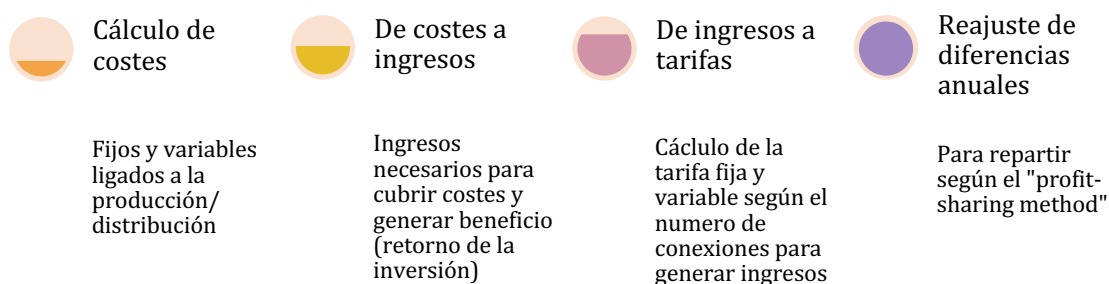


Figura 17: Resumen del proceso de establecimiento de la tarifa. Fuente: Elaboración propia.

Este es el proceso simplificado que sigue el cálculo anual de la tarifa. Cabe destacar que actualmente los costes de producción del Caribe Neerlandés son mayores que los de los Países Bajos por lo que, para que el coste de electricidad y agua se asemejase más, el gobierno subvenciona parte de la tarifa. En cierta manera, cubre la diferencia entre los ingresos que da una tarifa aceptable y los costes reales. Es por esto por lo que el objetivo de reducir costes y, por tanto, reducir esta diferencia entre ingresos y costes es tan importante – tendría como resultado la disminución de las subvenciones.

Se profundiza en cada paso en los siguientes apartados.

7.1.1 CÁLCULO DE COSTES

En este primer paso se calculan los llamados “costes regulados”, aquellos asociados a la producción y distribución del servicio regulado. Estos costes se pueden dividir en dos categorías: el gasto en capital, que incluye la depreciación y un retorno de la inversión aceptable, y los costes de operación de los activos “regulados”.

7.1.1.1 Gastos en Capital

Para el cálculo de los gastos en capital, ACM sigue el modelo *RAB*, *Regulatory Asset Base Model* (Base de Activos Regulados en español). Como se observa en la Figura 18, se usa el RAB para calcular el retorno apropiado de la inversión, que, junto con el OPEX y la depreciación, suma el total de los ingresos que debe tener la compañía.

El Modelo de Base de Activos Regulados es la manera de incentivar la inversión mediante un seguimiento de los activos de la empresa/proyecto, de tal manera que se calculan los ingresos de la empresa teniendo en cuenta ese retorno y los gastos de operación.

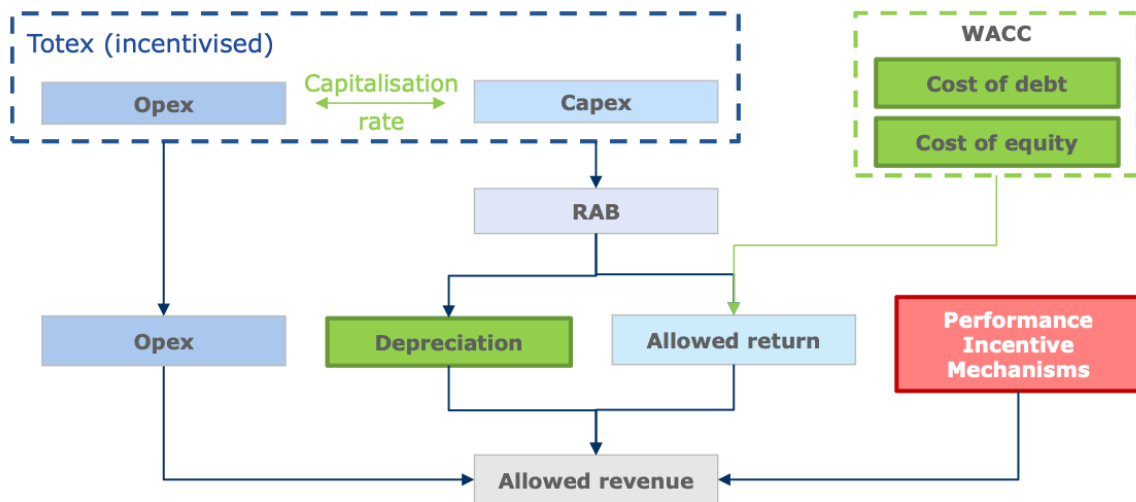


Figura 18: Esquema del cálculo de los ingresos base según el modelo RAB. Fuente: CEPA. [42]

El RAB es el conjunto de activos de la empresa que se usan para la provisión del servicio regulado. En este caso, son aquellos activos que se necesitan para producir o para distribuir la electricidad. Es importante no incluir activos que no sean estrictamente asociados a los servicios regulados. [25]

Es necesario destacar que en el cálculo tarifario se usan dos RABs diferentes, uno para la actividad de producción de energía eléctrica y otro para la distribución de esta. Por lo tanto, los sistemas de generación serían activos incluidos en el RAB de producción de energía eléctrica mientras que las líneas eléctricas estarán incluidas en el RAB de distribución.

Normalmente, se consideran solo los activos tangibles regulados pero pueden incluirse también en el RAB los activos intangibles si son relevantes y los activos corrientes. En este caso, se considera que solo se incluyen los activos tangibles. Además, en el caso en el que los activos estén financiados con contribuciones de capital por parte del gobierno en forma de subsidio tampoco se tendrán en cuenta en el RAB ya que estos activos regulados no han sido financiados por la compañía y por tanto no se puede esperar un retorno de ellos.

Una vez entendido el RAB, que se puede considerar como los activos regulados tangibles, se calcula el coste de capital que se usará anualmente para el cálculo de la tarifa. Como se explica anteriormente, será el retorno de la inversión y la depreciación.

La depreciación dependerá de la vida útil de los activos y los años de amortización considerados por la ACM, y será lineal para los activos. El retorno se calcula con el *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, de tal manera que los costes de capital se reducen a la siguiente fórmula:

Ecuación 1

$$\text{Cost of Capital} = \text{WACC} * \text{RAB} + \text{Depreciation}$$

El WACC usado para este cálculo es lo que marca el retorno de la inversión aceptable, y se calcula de manera estándar, según el documento de la ACM: “*Calculating the WACC for energy and water companies in the Caribbean Netherlands*” [26]. Dentro de la fórmula del WACC se tiene en cuenta la situación de la isla y el mercado, la financiación de la empresa y los impuestos.

7.1.1.2 Costes de Operación

Los costes de operación son los asociados a la operación y el mantenimiento de los activos regulados de la Base de Activos Regulados. El mayor coste de operación es el gasto en combustible diésel para los generadores, ahora disminuyendo gracias al parque solar fotovoltaico con almacenamiento de energía mediante baterías. Para la estimación de estos costes, se usa el último resultado disponible, por lo que en el cálculo práctico se usan los costes de hace dos años.

7.1.2 DE COSTES A INGRESOS

Este paso es simple: una vez determinados los costes, se ajustan para reflejar que ingresos habría que tener para cubrirlos. Por ejemplo, si se está usando costes de años anteriores para la estimación de costes de operación, se ajustarán con la inflación correspondiente. Además, hay costes que se estiman por tendencias por lo que si hay costes que tienen una tendencia clara, se le aplicará el porcentaje de crecimiento anual correspondiente a ese año. Sumando todas estas estimaciones de costes, se obtienen los ingresos totales para cada actividad, siempre dividiendo entre producción y distribución.

7.1.3 DE INGRESOS A TARIFAS

Con los ingresos necesarios previstos, se procede a calcular el precio o tarifa que se deberá imponer con el objetivo de alcanzar estos ingresos. Como durante todo el proceso, se sigue distinguiendo entre producción y distribución, por lo que se obtiene una tarifa fija (por potencia contratada) ligada a la distribución y una variable (por energía consumida) ligada a la producción, como es habitual en los métodos tarifarios.

7.1.3.1 Tarifa de producción

El cálculo de la tarifa de producción no presenta gran dificultad ya que, sabiendo el consumo de energía que habrá, se puede dividir los ingresos asociados a la producción entre esta energía, de tal manera que se obtenga un coste por kilovatio-hora (€/kWh). La dificultad de este cálculo reside en la estimación correcta de la energía que se consumirá en ese año, que se hará respecto al consumo de años anteriores.

7.1.3.2 Tarifa de distribución

La tarifa de distribución presenta más complicaciones ya que se puede dividir en varias categorías. La aplicable a este proyecto es la tarifa fija de consumo, que depende de la conexión/potencia contratada pero existen también tarifas de conexión o reconexión (diseñadas para cubrir los costes de hacer una nueva conexión a la red), etc...

Además, como la tarifa de distribución fija depende de la conexión, hay que tener en cuenta no solo cuanta potencia se demanda si no cuantas conexiones va a haber por categoría de potencia, y así poder calcular la tarifa fija asociada a cada categoría.

En este proyecto no es necesario profundizar tanto ya que se quiere realizar un análisis comparativo por lo que se procederá a calcular la tarifa a establecer por kilovatio de potencia conectada, sin llegar a calcular lo que supondría para cada categoría.

Finalmente, para ambas tarifas, la fija y la variable, se aplican las subvenciones, que en este proyecto no se tendrán en cuenta ya que se quiere analizar el impacto real de la planta solar sin intervención del gobierno neerlandés en los ingresos. Se sabe que estas subvenciones cubrirán lo necesario para tener unas tarifas aceptables, siendo el objetivo de este proyecto el cálculo de la tarifa bruta, no la final del consumidor.

7.1.4 CALCULO Y REASIGNACIÓN DE DIFERENCIAS ANUALES

Debido a que los costes y consumos de electricidad usados para el cálculo tarifario son estimaciones, habrá variaciones con la realidad. Estas variaciones son las que se corrigen anualmente bajo el método *profit-sharing* en el cual, si se han obtenido más beneficios de lo esperado, se reducirá de la tarifa del año siguiente la mitad de los beneficios excedentes y al contrario. De esta manera, si los costes han sido más bajos de lo esperado, gracias a la eficiencia de la empresa, la mitad de esa diferencia se la queda la empresa como beneficio y la otra mitad se verá reflejada en la tarifa de los consumidores finales.

Cabe destacar que las diferencias pueden ser por errores de estimación. En este caso, primero se corregirá ese error y se calculará la nueva diferencia entre estimaciones y valores reales con el valor correcto de la estimación.

En este proyecto, las correcciones se omitirán ya que no se pueden calcular ni estimar las diferencias que habrá con los valores reales. Además, permite ver mejor el efecto de las inversiones en la tarifa ya que no se verá afectado por estimaciones de años pasados.

7.2 DEFINICIÓN MODELO

Para poder obtener los precios de las tarifas de años futuros para cada escenario, es necesario programar un modelo de cálculo basado en las hojas de cálculo de la tarifa anual que proporciona ACM. El objetivo del modelo es automatizar la estimación de la tarifa a futuro para poder obtener resultados solo cambiando de escenario. Se pretende también

poder modificar parámetros fijos y datos de los escenarios, por ejemplo el año en el que se hace la ampliación, obteniendo así una herramienta flexible que permita analizar distintas opciones.

El modelo se ha diseñado con las mismas fórmulas y dependencias que el de ACM con la diferencia de que se juntan todos los años en un mismo cálculo. De esta manera, se podrá obtener el precio de la tarifa de todos los años futuros deseados para cada escenario en un mismo proceso.

Además del precio de la tarifa, se calcula también el ahorro de emisiones de CO₂ anuales que podría suponer cada escenario. Este cálculo se basa en la parte de la demanda que se ha suplido con energía de origen fotovoltaico en vez de diésel. Se multiplica entonces esta energía de origen fósil por los litros que se necesitan para producir un kilovatio-hora y por las emisiones de CO₂ por litro de diésel quemado. Los datos necesarios para este cálculo se muestran en la Tabla 3, donde el rendimiento de producción del diésel se ha obtenido de la media de los últimos rendimientos proporcionados por la compañía STUCO.

Rendimiento de producción del diésel	0,27 kWh/litro
Emisiones de CO₂ del diésel	2,68 kg CO ₂ por litro [18]

Tabla 3: Datos de cálculo de las emisiones anuales ahorradas de CO₂

A continuación, se explica con detalle el modelo, que ha sido la herramienta y producto central de este proyecto, y donde se refleja la metodología de establecimiento de la tarifa.

7.2.1 INTRODUCCIÓN AUTOMÁTICA DE DATOS DE ENTRADA

Las hojas de cálculo de Excel que proporciona ACM anualmente recogen todos datos de entrada en distintas páginas y van calculando según el método. En este modelo se han juntado todas las páginas de datos de entrada en el mismo punto, para poder facilitar su uso. Estos datos de entrada, o inputs, se incluyen manualmente cada año. Debido a que este análisis se va a hacer para varios escenarios (donde habrá que introducir datos distintos) y para 28 años, el primer paso del modelo es poder introducir automáticamente los datos dependiendo del escenario escogido.

Los datos de entrada son estimaciones a futuro de los distintos inputs usados, que ACM divide en distintas categorías:

- Parámetros de producción y distribución (demanda, producción solar, precio del diésel...)

- Datos de costes (OPEX, RAB y depreciaciones)
- Datos de costes adicionales (Inversiones y sus depreciaciones)
- CPI y WACC
- Datos sobre correcciones

Como se menciona en el capítulo anterior, los datos de correcciones son un parámetro importante en el cálculo anual de la tarifa real ya que es lo que hace realidad su filosofía “profit-sharing”. Se calculan las diferencias de las estimaciones de costes de hace dos años con la realidad de ese año y la diferencia se incluye en el modelo para que impacte en la tarifa. De esta manera se consigue repartir los beneficios o pérdidas de más que pueda tener la compañía. En el caso del modelo de predicción de la tarifa a años futuros, es imposible incluir este apartado ya que al ser todo estimaciones, no se puede comparar con datos reales para hacer las correcciones. Se considera por tanto que todas las correcciones son nulas.

Es importante tener en cuenta también que algunos inputs son independientes del escenario mientras que otros varían según el escenario que se esté analizando. Por ejemplo, mientras que la demanda va a ser igual para todos los escenarios de desarrollo de la planta y el sistema de almacenamiento, la producción solar depende de si se está estudiando la ampliación o no. Aquellos inputs que son dependientes de los escenarios se recogen una hoja aparte, pudiendo editar los años de las ampliaciones y reposiciones de los escenarios, cambiando entonces las entradas anuales al modelo.

Aumento almacenamiento por fase (kWh)					Aumento de potencia en cada fase (MW)		
B1	B2	B3			M1	M2	M3
571	5329	8000			1890	2610	2000

ESCENARIO	Inversión (€)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1 Ampliación		- €	- €	5.516.399,79 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
1 Baterías Repuestas										B1	B2
1 Precio Baterías		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	159.681,10 €	1.435.620,70 €
1 Módulos Repuestos											
1 Precio Módulos		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
2 Baterías Repuestas										B1	B2
2 Precio Baterías		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	159.681,10 €	1.435.620,70 €
2 Módulos Repuestos											
2 Precio Módulos		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €

Producción (kWh anuales)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	6.799.323	6.765.326	6.731.499	9.825.861	9.776.732	9.727.848	9.679.209	9.630.813	9.582.659	9.534.746
2	6.799.323	6.765.326	6.731.499	6.697.842	6.664.353	6.631.031	6.597.876	6.564.886	6.532.062	6.499.402
3	6.799.323	6.765.326	6.731.499	6.697.842	6.664.353	6.631.031	6.597.876	6.564.886	6.532.062	6.499.402

Figura 19: Hoja de cálculo mostrando las variables de entrada dependientes del escenario: el coste de inversión de ampliación y reposiciones y la producción de energía. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la Figura 19, se tendrá solo inversión los años que se decida tener ampliación o reposiciones según el escenario. Además, se ve que la producción aumenta con la ampliación y no con las reposiciones de batería ya que estas solo proporcionan capacidad de almacenamiento de la energía producida, no producción anual mayor.

Se programa en la hoja de cálculo principal la búsqueda de estos datos según el año, valorando también de que escenario se trata. El escenario se lee de una casilla con

despliegue en lista para elegirlo y según el número de escenario busca dentro de un rango u otro para encontrar las entradas correspondientes. En el caso de los datos de entrada de inversiones en activos regulados, también se tiene en cuenta el tipo de financiación ya que cuando el activo está subvencionado, el coste de inversión es técnicamente nulo y no se incluye en el modelo.

Los datos de entrada independientes se incluyen en otra hoja y quedan fijados por lo que simplemente se buscan en función del año. Los parámetros fijos (como pueden ser el WACC o la inflación) se incluyen directamente, con una celda donde se pueden cambiar si cambiase el valor estimado.

Con todo esto se obtienen todas las entradas al modelo, como se puede ver en la Figura 20. Es importante destacar que algunos datos en el modelo se toman de años anteriores, como puede ser el volumen de potencia conectada, para el cual se usan los datos de dos años atrás. Por continuidad del método de cálculo, también se seguirá usando la predicción de dos años atrás, como se haría si se estuviese calculando para cada año.

Description		Electricity production 2022	Electricity distribution 2022	Electricity production 2023	Electricity distribution 2023	Electricity production 2024
Parameters on production and distribution						
Realized volumes						
Unit	(see column)					
Realized volume y-2	(see column)	15.905.080	16.613	16.299.890	17.362	16.694.700
Estimated production data electricity						
Estimated production by solar in y	kWh	6.731.499		9.825.861		9.776.732
Estimated production by fuel in y	kWh	9.963.201		7.263.649		7.707.588
Estimated total production in y	kWh	16.694.700		17.089.510		17.484.320
Estimated total production first half y	kWh	8.013.456		8.202.965		8.392.474
Estimated share of production with fuel in y	%	60%		43%		44%
Production yield based on fuel	liters/kWh	0,2701		0,2701		0,2701
Most recent fuel price	USD/liter	0,7067	0	0,7630	0	0,8156
Estimated distribution data						
Realized network losses y-2 in %	%		13%		13%	
Cost data y-2						
Input from the OPEX-model						
Operational costs (excl fuel) y-2	USD, pl y-2	1.513.119	300.000	1.958.387	306.000	1.954.645
Other income y-2	USD, pl y-3					
Bad debt	USD, pl y-4					
Input from the RAB-model						
RAB-value ultimo y-2	USD	2.627.943	1.412.121	2.949.736	1.412.121	2.949.736
Depreciation y-2	USD	321.793	145.819	321.793	145.819	321.793
Additional costs 2021						
Expansion of solar Park						
Investment date	date					
Net investment	USD, pl y-1	-		5.516.400		-
Weighted average depreciation rate	%	4%		4%		4%
Depreciation in y (full year)	USD, pl y-1	-		220.656		-
RAB ultimo y-1	USD, pl y-1	-		5.295.744		-
RAB ultimo y	USD					
Average RAB in y	USD					
AUXILIAR						
Battery Replacement						
Investment date	date					
Net investment	USD	-		-		-
Weighted average depreciation rate	%	8%		8%		8%
Depreciation in y (full year)	USD	-		0		-

Figura 20: Modelo de cálculo de la tarifa de producción y distribución (Datos de entrada en verde y rosa, cálculos en amarillo). Fuente: Elaboración propia basada en el Excel de cálculo de tarifa ACM.

7.2.2 CÁLCULO DE COSTES Y RAB

Con los datos de entrada obtenidos para cada año, el modelo procede a calcular los costes totales de la tarifa, sumando los costes de operación y mantenimiento con los retornos permitidos del RAB y las depreciaciones de los activos para obtener la base de ingresos de la tarifa.

Mientras que los costes operacionales vienen dados directamente por los datos de entrada, el retorno anual hay que calcularlo según el *Regulated Asset Base*, que varía anualmente, aumentando con las inversiones y disminuyendo con las depreciaciones.

Para poder actualizar el RAB año a año, se ha incluido un balance de los activos en una hoja distinta (mostrado en la Figura 21), de tal manera que se tiene en cuenta cada inversión y su correspondiente depreciación, hasta el año del fin de vida útil del activo, donde este se queda en valor nulo y la depreciación se elimina del balance. Este balance se divide por activos, los de ampliaciones, los de reposiciones de almacenamiento y los de reposiciones de fotovoltaica. Se muestra el balance de activos de los primeros años del Escenario 1 (ampliación y reposiciones) – el balance cambia automáticamente dependiendo del escenario que se elija.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
RAB	2.949.735,67 €	2.949.735,67 €	7.923.686,66 €	7.390.064,11 €	6.856.441,55 €	6.322.819,00 €	5.789.196,44 €	5.255.573,89 €	4.870.987,03 €	5.667.341,41 €	5.034.455,63 €
DEPRECIACIÓN	321.792,80 €	321.792,80 €	533.622,56 €	533.622,56 €	533.622,56 €	533.622,56 €	533.622,56 €	533.622,56 €	543.558,27 €	632.885,78 €	632.885,78 €
NUEVOS ACTIVOS AMPLIACIÓN	- €	5.295.743,80 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
ACTIVOS AMPLIACIÓN	- €	5.295.743,80 €	5.083.914,05 €	4.872.084,29 €	4.660.254,54 €	4.448.424,79 €	4.236.595,04 €	4.024.765,29 €	3.812.935,53 €	3.601.105,78 €	3.389.276,03 €
DEPRECIACIÓN NUEVA	- €	211.829,75 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
DEPRECIACIÓN FIN	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
DEPRECIACIÓN AMPLIACIÓN	- €	211.829,75 €	211.829,75 €	211.829,75 €	211.829,75 €	211.829,75 €	211.829,75 €	211.829,75 €	211.829,75 €	211.829,75 €	211.829,75 €
NUEVOS ACTIVOS BATERÍAS	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	149.035,69 €	1.339.912,65 €	- €	- €
ACTIVOS BATERÍAS	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	149.035,69 €	1.479.012,63 €	1.379.749,41 €	1.280.486,19 €
DEPRECIACIÓN NUEVA	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	9.935,71 €	89.327,51 €	- €	- €
DEPRECIACIÓN FIN	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
DEPRECIACIÓN BATERÍAS	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	9.935,71 €	99.263,22 €	99.263,22 €	99.263,22 €
NUEVOS ACTIVOS MÓDULOS	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
ACTIVOS MÓDULOS	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
DEPRECIACIÓN NUEVA	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
DEPRECIACIÓN FIN	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
DEPRECIACIÓN MÓDULOS	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
RAB INICIAL	2.949.735,67 €	2.627.942,87 €	2.306.150,06 €	1.984.357,26 €	1.662.564,46 €	1.340.771,65 €	1.018.978,85 €	697.186,05 €	375.393,24 €	53.600,44 €	- €
DEPRECIACIÓN INICIAL	321.792,80 €	321.792,80 €	321.792,80 €	321.792,80 €	321.792,80 €	321.792,80 €	321.792,80 €	321.792,80 €	321.792,80 €	321.792,80 €	- €

Figura 21: Balance de los activos regulados y correspondiente RAB para el escenario 1. Fuente: Elaboración propia.

En términos simplificados, para calcular el RAB año a año, se suma al RAB del año anterior cualquier inversión y se le resta la depreciación. Además, en la cuenta de depreciación se le añade la depreciación correspondiente a la nueva inversión realizada el año anterior.

Finalmente, en el caso de que la inversión haya sido realizada con subvención por parte del gobierno neerlandés, no se tendrá en cuenta en el RAB (como se ha explicado en el capítulo anterior) y por lo tanto, en aquellos escenarios donde la financiación sea europea, el RAB tiende a cero cuando se deprecian los activos existentes ya que no existen activos regulados con coste de capital por parte de la empresa.

7.2.3 *CÁLCULO DE LA TARIFA Y SU REPRESENTACIÓN*

Con la base de ingresos calculada, el modelo se formula para calcular la tarifa variable por kWh, de tal manera que con la potencia demandada anual estimada dividiendo a los ingresos se obtiene el precio por unidad de energía necesario anualmente. También se calcula la tarifa fija (de distribución), que no varía según los escenarios ya que son escenarios formulados para activos de producción. Por tanto, mientras que es interesante observar la evolución de la tarifa de distribución, no aporta información a el análisis de escenarios.

En este paso se incluye también el cálculo de las emisiones de CO₂ evitadas, como se explica en el inicio de este apartado.

Para mostrar de manera comprensiva los resultados se desarrolla un dashboard, donde se elige el escenario y el tipo de financiación que se desea estudiar. En este dashboard se representa la evolución de la tarifa de producción de manera gráfica, además de la tarifa de distribución y las emisiones evitadas.

ESTIMACIÓN DE LA TARIFA DE PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

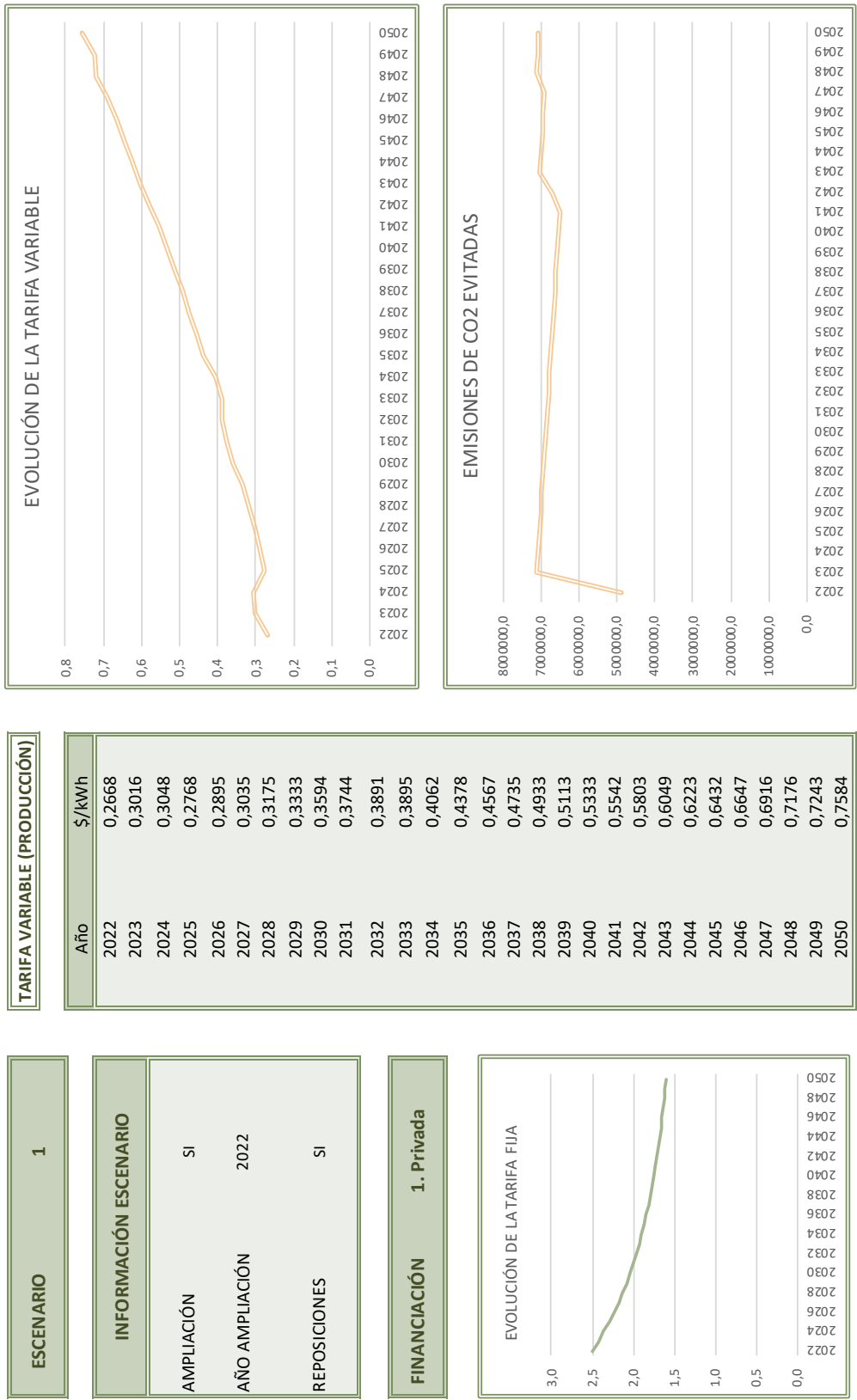


Figura 22: Dashboard de resultados mostrando el escenario 1 con financiación privada. Fuente: Elaboración propia.

En las figuras anteriores se muestra el dashboard creado para representar los resultados. Se presenta primero la elección de escenario, de la cual depende el cálculo completo de tarifa y hará que cambien los resultados. A modo explicativo se exponen las características de ese escenario. Se cambia aquí también el tipo de financiación que también alterará los resultados de la tarifa de producción.

La Figura 22 muestra el dashboard con el escenario 1 y financiación privada. Se puede comparar con la Figura 23, que muestra el escenario 3 y financiación europea, para ver como cambia la descripción del escenario y los resultados finales.

Debido a que lo más importante a analizar es la tarifa variable (producción) se incluye como datos para cada año. En modo gráfico se representan esta tarifa y las emisiones de CO₂ evitadas para el escenario en concreto. Como se ha explicado antes, la tarifa de distribución no cambia por lo que se incluye de manera informativa y más pequeña,

Una vez programado el modelo, es necesario identificar todas las entradas que se necesitan para este cálculo, para hacer las estimaciones de cada input a futuro y así obtener los resultados. En el siguiente apartado se describe cada input y se incluye la estimación futura de el.

7.3 ESTIMACIÓN DE LOS DATOS DE ENTRADA

7.3.1 INFLACIÓN

La inflación es un valor importante en el modelo ya que este usa datos de costes de años anteriores y se apoya en la inflación de la isla para poder usarlos de manera correcta en el año actual. La Figura 24 demuestra la volatilidad de la inflación incluso después del 2015, cuando San Eustaquio empezó a formar parte de los Países Bajos. Por esto, intentar predecir la inflación futura no sería adecuado.

Se opta por mantener el valor constante durante el cálculo de la tarifa en un 2%, valor típico y que además se asemeja al valor de la inflación de los últimos años. Se supone con esto que existe una tendencia a valores económicos estables que el gobierno neerlandés pretende mantener.

Se elige exponer este parámetro el primero ya que se usará para el cálculo real del resto de los inputs. Como se irá viendo en los siguientes subapartados, algunas estimaciones de costes se obtienen en valores nominales y otras en dólares del año 2019 o 2018 según la fuente.

Por como funciona el modelo, y debido a el propio cálculo de la tarifa tiene en cuenta la inflación para las estimaciones de costes respecto a años anteriores, se entiende que siempre se trabajará en valores nominales. Además, se obtendrán valores de tarifas nominales. Estos resultados se pasarán a valores reales para analizar el impacto de las ampliaciones y reposiciones en la tarifa de manera más exacta.

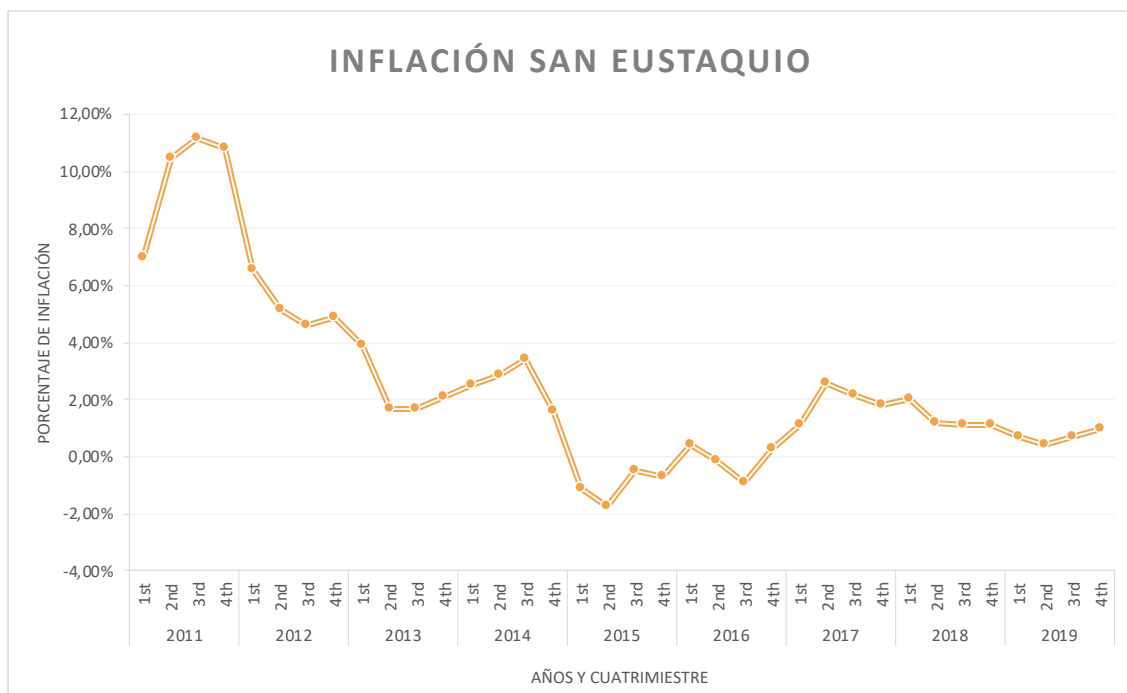


Figura 24: Inflación de San Eustaquio por cuatrimestre y año. Fuente: CBS

7.3.2 DEMANDA DE ENERGÍA ANUAL

La demanda de la isla es clave para estimar la tarifa ya que dictará la generación de energía y, por tanto, el diésel que se va a consumir. El gasto del diésel es el más importante en cuanto a los costes de operación por lo que poder estimarlo es esencial. Para estimar la demanda se han recopilado los datos de la demanda anual de la isla desde el año 1998 hasta el 2020, de la página web de Statistics Netherlands (CBS).

Se han hecho dos regresiones lineales para la estimación de la demanda futura tomando como datos de referencia, para la primera, desde el año 1998 y para la segunda, solo desde el año 2012 (en la Figura 5 se puede ver como la pendiente de la curva se suaviza en este año).

Como se puede observar en la Figura 25, la estimación usando los últimos 8 años solamente ofrece unos resultados más conservadores que se ajustan a la tendencia actual de crecimiento. Se ha observado que el crecimiento de la población está aminorando y por tanto se considera que esta estimación es más correcta y es la que se usará como datos del modelo de cálculo de la tarifa

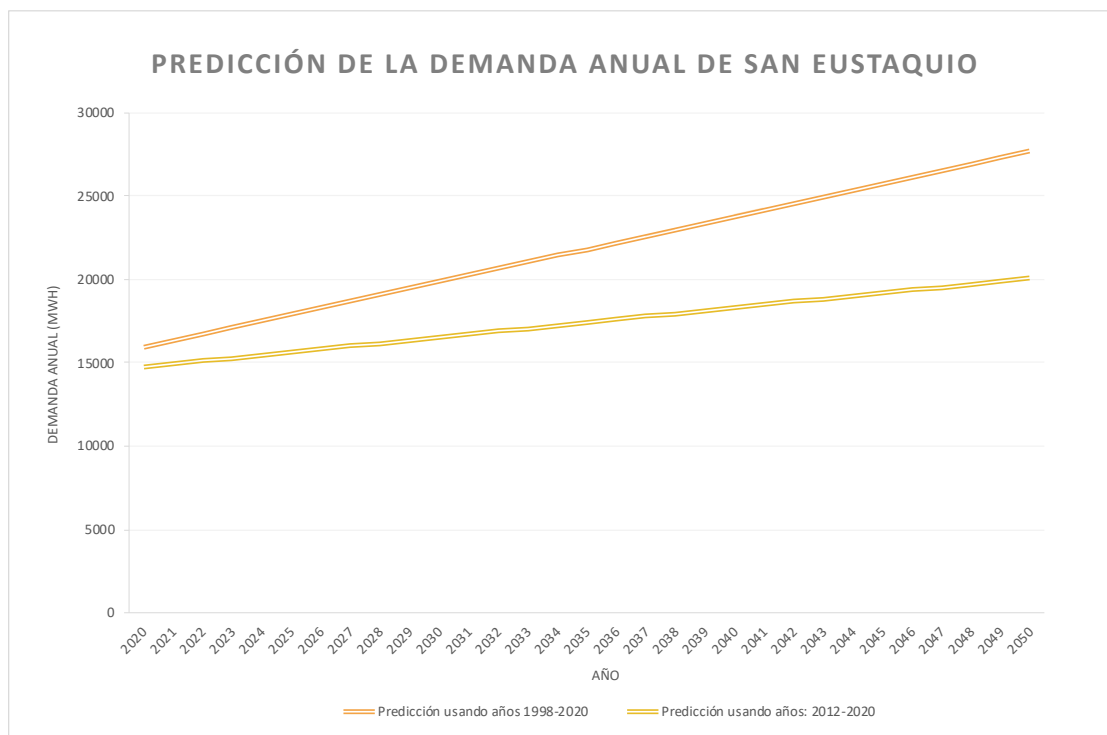


Figura 25: Predicción de la demanda anual de San Eustaquio. Fuente: Elaboración Propia

7.3.3 POTENCIA CONECTADA A LA RED (CONEXIONES CONSUMIDOR)

Para estimar la tarifa de distribución (o fija), es necesario saber la potencia total conectada a red ya que es esta potencia conectada la que divide a los ingresos de distribución para calcular el precio por kW conectado. Con estimar la potencia total conectada será suficiente, no se considera necesario calcular la cantidad de conexiones por categoría conectada.

Anualmente, aumentan tanto las conexiones a red de clientes como la potencia contratada por cliente, por lo que se hace una regresión lineal con los últimos 4 años de datos de potencia conectada para obtener los datos mostrados en la Figura 26. Comparándolo con la demanda anual (MWh) de energía eléctrica, se observa que la potencia conectada aumenta de manera más exagerada. Esto se puede deber a que se está aumentando de categoría de potencia de manera general ya que los consumidores conectan más potencia al mismo tiempo (como por ejemplo aires acondicionados, de gran uso en San Eustaquio, o demás electrodomésticos) , aumentando entonces la potencia conectada total más que la demanda general.

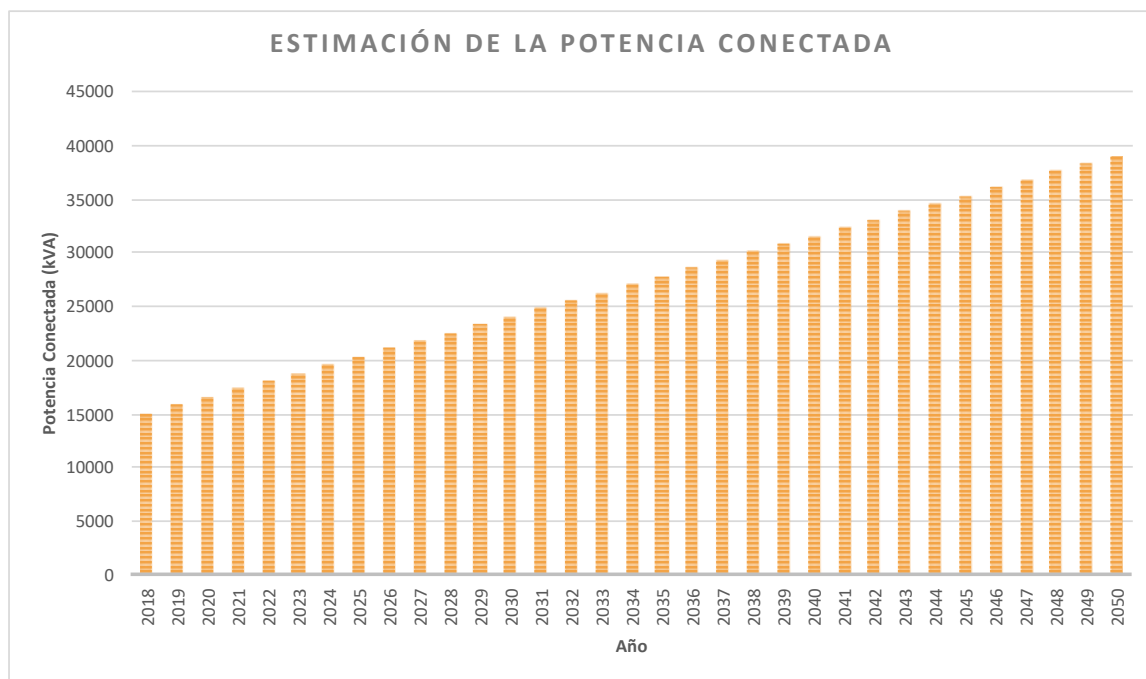


Figura 26: Estimación de la potencia conectada total en kVA. Fuente: Elaboración propia.

7.3.4 COSTE DEL DIÉSEL

Como se comentaba en el apartado anterior, el gasto en combustible para los generadores es la parte más significativa de los gastos de operación. De hecho, en el modelo se calcula de manera independiente a los costes de operación y mantenimiento, otorgándoles apartados separados y estimaciones individuales. El coste del diésel en la isla de San Eustaquio va indexado al del petróleo, más específicamente West Texas Intermediate (WTI), un crudo referente en el mercado del petróleo [27].

Por esto, se ha usado la predicción del precio del petróleo WTI de The Annual Energy Outlook de 2021 y 2020 de The US. Energy Information Administration (EIA) [28], y se ha hecho una media de ambas. Los datos se obtienen como precio (dólar nominal) por barril de crudo, mientras que en el cálculo de la tarifa se usará precio por litro. Debido a que ya es un precio nominal no es necesario ajustarlo con la inflación como se ha hecho con las estimaciones de costes de tecnología fotovoltaica y de almacenamiento por baterías.

Para la indexación del precio, es decir, la relación que guarda el precio de un barril de crudo con el precio de un litro de diésel, se han comparado los datos del precio del petróleo y los datos del precio del diésel (aportados por Stuco) y se ha obtenido un ratio de relación de 0,0125. En el documento *Renewable Energy Future for the Dutch Caribbean Islands Bonaire, Sint Eustatius and Saba* [27], establecen la relación mostrada en la Figura 27 entre el diésel y el petróleo WTI (LFO para San Eustaquio).

WTI crude oil price (per bbl)	US\$ 50	US\$ 90	US\$ 130
HFO	US\$ 0.51	US\$ 0.91	US\$ 1.32
LFO	US\$ 0.73	US\$ 1.32	US\$ 1.90

Figura 27: Relación entre el precio de un barril de crudo WTI y el diésel. Fuente: Shellman and vanWeijsten.

El ratio medio entre el precio de barril de crudo y el de diésel es de 0,0147 pero se decide usar la relación obtenida comparando precios ya que el documento es más fiable usar la relación calculada con datos hasta el año 2020 que usar el documento del año 2016. Este puede servir de orientación para los precios.

Con esto, se obtiene la predicción que se muestra en la Figura 28 y se utilizará la media de las predicciones para obtener el coste del diésel total.

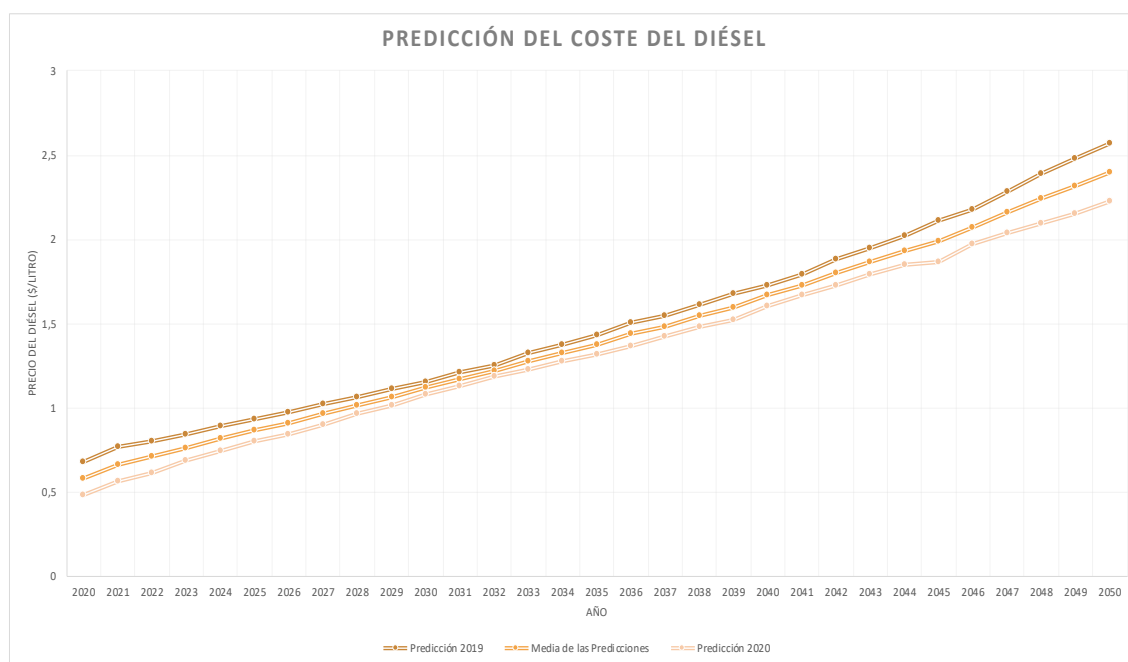


Figura 28: Predicción del precio del combustible diésel. Fuente: Elaboración Propia.

7.3.5 WACC

Como se ha visto comentado en la descripción del Modelo RAB, se usa el Weighted Average Cost of Capital (WACC) o el coste medio ponderado de capital para calcular el retorno que van a tener los activos regulados. Este retorno se tiene en cuenta en los costes anuales para saber cuantos ingresos debe tener la empresa.

El cálculo del WACC está regulado por la ACM, se calcula anualmente y depende de los costes de financiación de la empresa. Debido a que la estimación de todos los parámetros que se usan para calcular el WACC es incierta, se decide usar una media del WACC usado los últimos 4 años. Además, de esta manera se puede estudiar mejor el impacto de la obtención de nuevos activos como reposiciones o ampliaciones de la planta solar sin que afecten cambios en la financiación de la empresa.

Año	WACC
2018	6,660%
2019	6,580%
2020	6,080%
2021	6,010%
Promedio	6,333%

Tabla 4: Promedio del WACC de los últimos cuatro años. Fuente: Elaboración propia. (Datos: ACM)

7.3.6 RAB: CAPEX Y AMORTIZACIÓN/DEPRECIACIÓN

El gasto en capital es la variable que caracteriza a cada escenario. Según el escenario elegido, se tendrán, en algunos años del modelo, CAPEX distintos que afectarán a la tarifa. Estas inversiones en activos se tendrán en cuenta en el RAB del siguiente año, ya que se suma como activo regulado de la compañía. Por tanto, el RAB irá recogiendo todas las inversiones del escenario. Debido a que para calcular el retorno se usa un WACC nominal, el RAB no se indexará con la inflación.

El CAPEX analizado o modelizado será solo CAPEX de producción, ya que las inversiones son solo sobre la planta fotovoltaica por lo que no se tendrá en cuenta un aumento de activos de distribución.

Para introducir ese CAPEX es necesario saber el coste que tendrá la tecnología de generación fotovoltaica y la de almacenamiento por baterías durante los años del análisis.

7.3.6.1.1 Precio de sistemas de almacenamiento mediante baterías de Ion-Litio

Los sistemas de almacenamiento están ganando importancia en el mundo de la energía ya que permiten una mayor penetración de energías renovables en los mixes energéticos, aportando inercia virtual y posibilidad de controlar una energía intermitente. Esta

importancia se plasma en un aumento de investigación e innovación, lo que lleva a una bajada de precios de la tecnología en los próximos años. Además, al considerarse un recurso importante a futuro, son muchas las agencias y organizaciones de energía que hacen previsiones sobre este precio.

Para este trabajo, se ha utilizado la proyección que realiza el National Renewable Energy Laboratory [29] ya que recoge 19 publicaciones de distintos autores y organizaciones, apoyándose en su mayoría en aquellas elaboradas en el 2018 y 2019. La proyección final que obtienen ponderando metódicamente las publicaciones se puede observar en la Figura 29. Esta estimación es en dólares del año 2019 por lo que se pasará a valores nominales.

Se usará entonces la estimación nominal de valores medios, mostrada en la Figura 30. Se puede comprobar que el coste desciende de manera pronunciada durante los próximos diez años, estabilizándose a partir del año 2030 (incluso aumentando ligeramente).

Es importante analizar estas predicciones tanto en valores reales como en nominales. Se puede ver que en dólares de 2019 se demuestra de manera más precisa la evolución de los precios, sin que estos se vean afectados por la inflación usada en el cálculo pero para el modelo hay que introducirlo en nominales, donde parece que los costes no bajan.

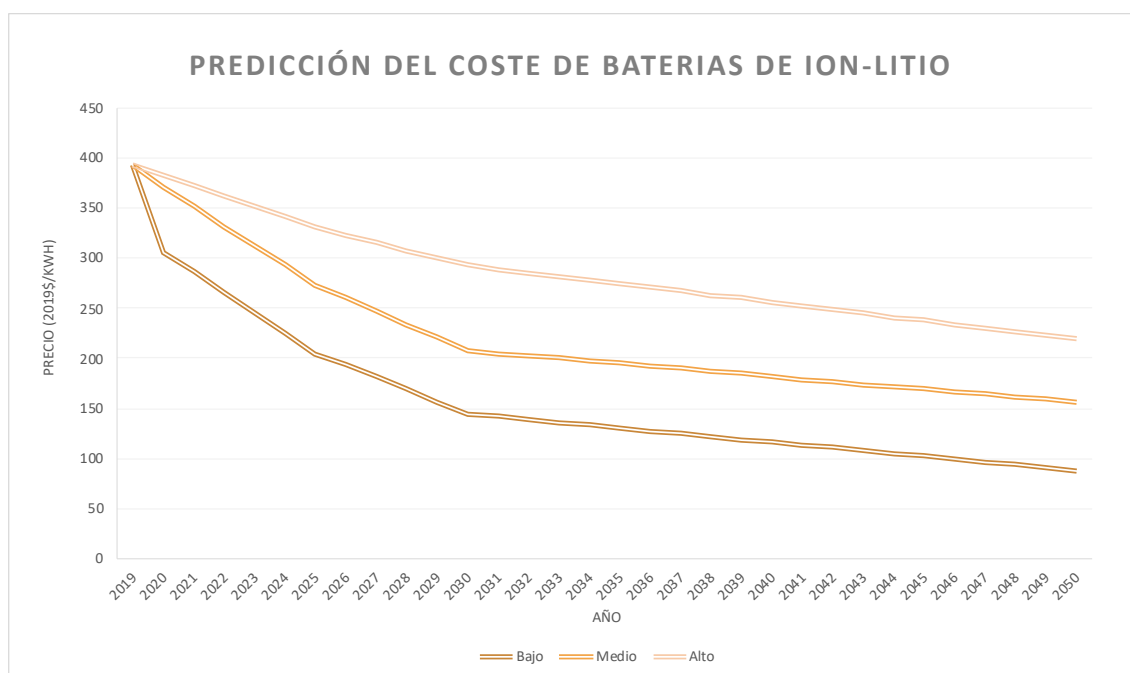


Figura 29: Predicción del coste de baterías de ion-litio en dólares del 2019. Fuente: NREL

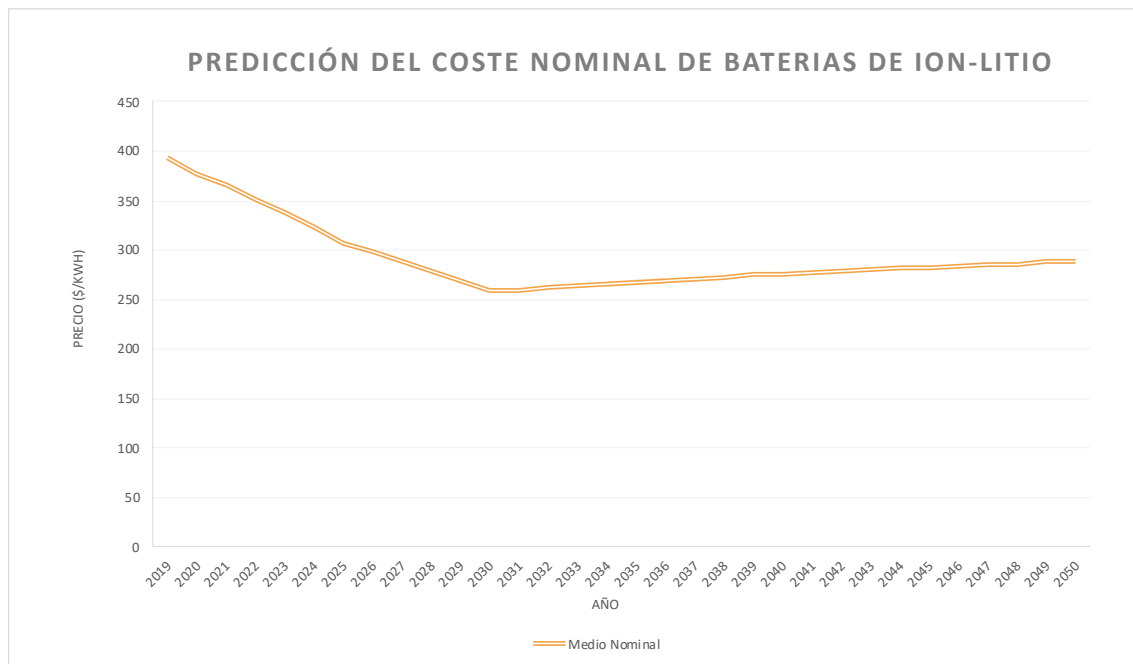


Figura 30: Predicción del coste nominal de baterías de ion-litio.

7.3.6.2 Precio de Instalaciones Fotovoltaicas

Al igual que con las baterías de almacenamiento, el coste de las instalaciones fotovoltaicas está a la baja, lo que permitirá una mayor instalación de sistemas de generación solar fotovoltaica. La predicción que se usa es la de el Anual Technology Baseline, del National Renewable Energy Labortaory [30] ya que permite usar la misma fuente que para la estimación de costes de las baterías. Además, es la predicción más actualizada hasta el momento.

Como con el resto de los inputs, se usará la predicción media en valores nominales. En este caso, se podría usar la alta por que durante este año se está viendo un alza en los precios de los paneles, la parte más costosa de las instalaciones fotovoltaicas, pero debido a la gran diferencia que tiene a futuro con las otras predicciones (como se ve en la Figura 31) se ha elegido la media.

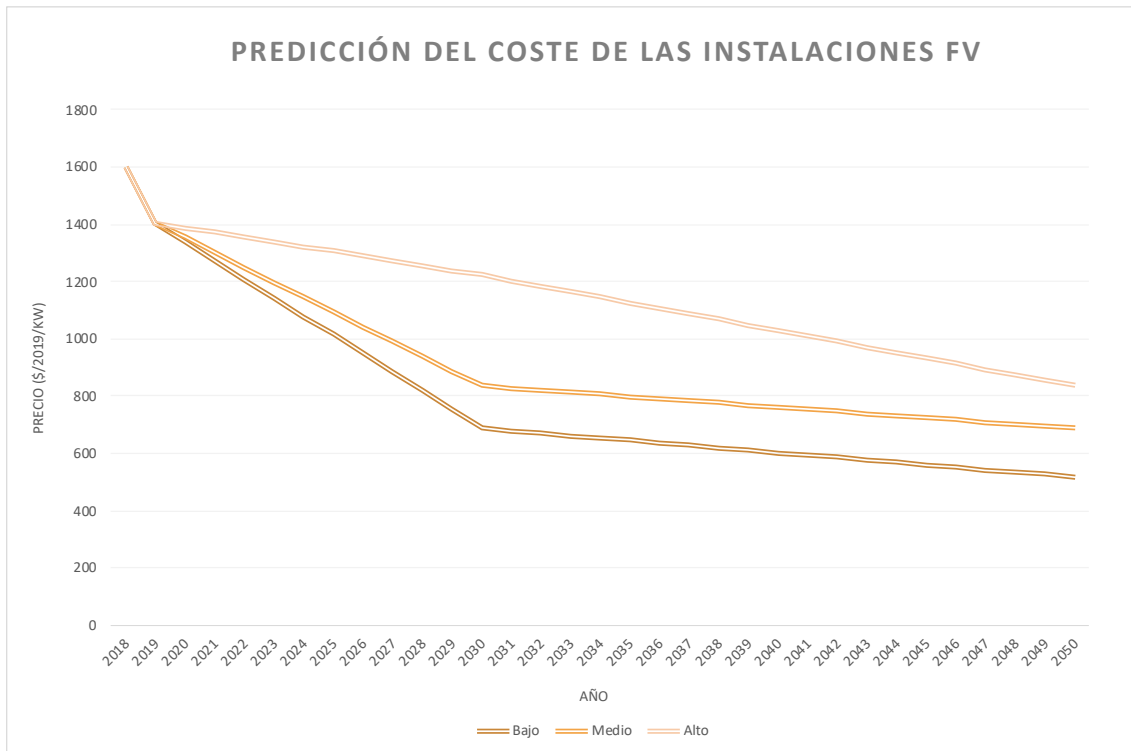


Figura 31: Predicción del coste de las instalaciones solar fotovoltaicas. Fuente: NREL

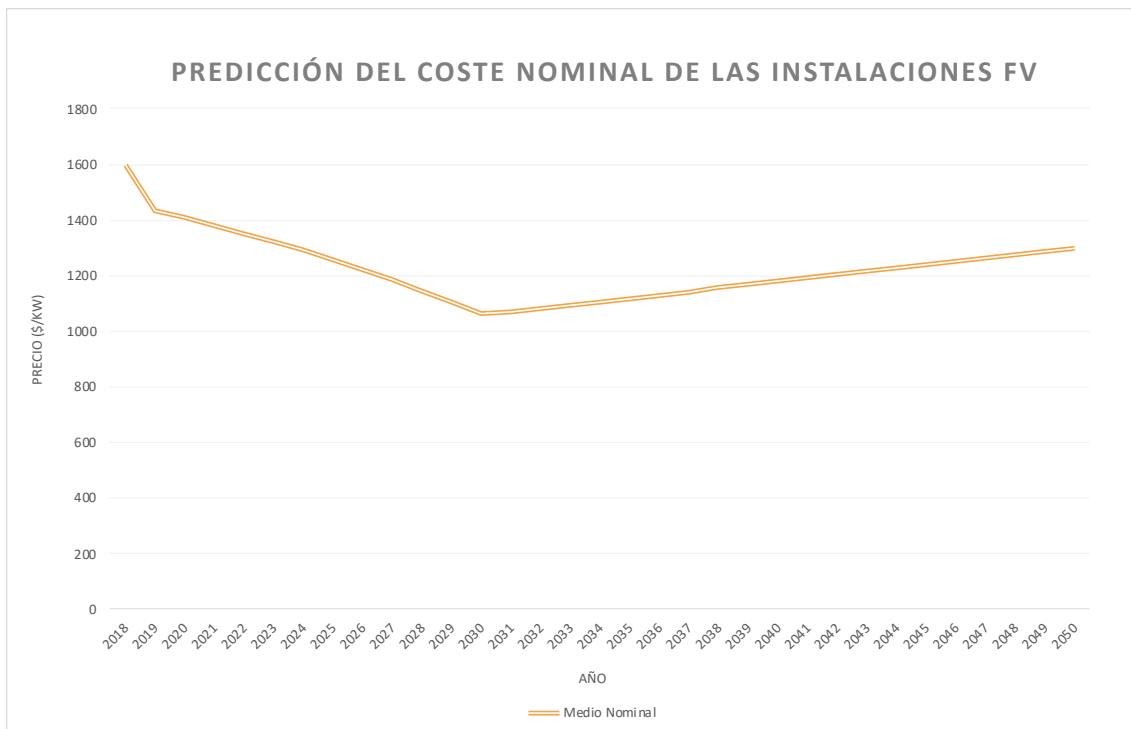


Figura 32: Predicción del coste nominal de las instalaciones fotovoltaicas.

7.3.6.3 Depreciación

Las depreciaciones para incluir en cada inversión serán acorde a la vida útil de los activos. En el caso de inversiones en tecnología solar fotovoltaica, se depreciará linealmente a 25, por lo que la depreciación será un 4% de la inversión. Para las inversiones en almacenamiento por baterías se considerará la vida útil indicada en los escenarios, 12 o 15 años depreciando linealmente también.

7.3.7 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

La energía generada por la instalación fotovoltaica es el input claramente dependiente del escenario que se esté estudiando. Primero, el gran cambio en la generación vendrá de si se está estudiando hacer una ampliación de capacidad instalada. Se prevé un aumento de generación anual de 3.274 MWh si se realiza una ampliación de 2MW.

Segundo, los módulos fotovoltaicos tienen una degradación anual del 0,05% desde su puesta en marcha por lo que cada año que no se repongan módulos, la planta producirá un poco menos. Se verá un aumento de producción el año que se repongan los módulos por fin de su vida útil.

Con la predicción de generación con el programa Helioscope y la degradación de los paneles, se obtiene la producción anual de energía solar fotovoltaica para los dos escenarios, plasmada en la Figura 33.

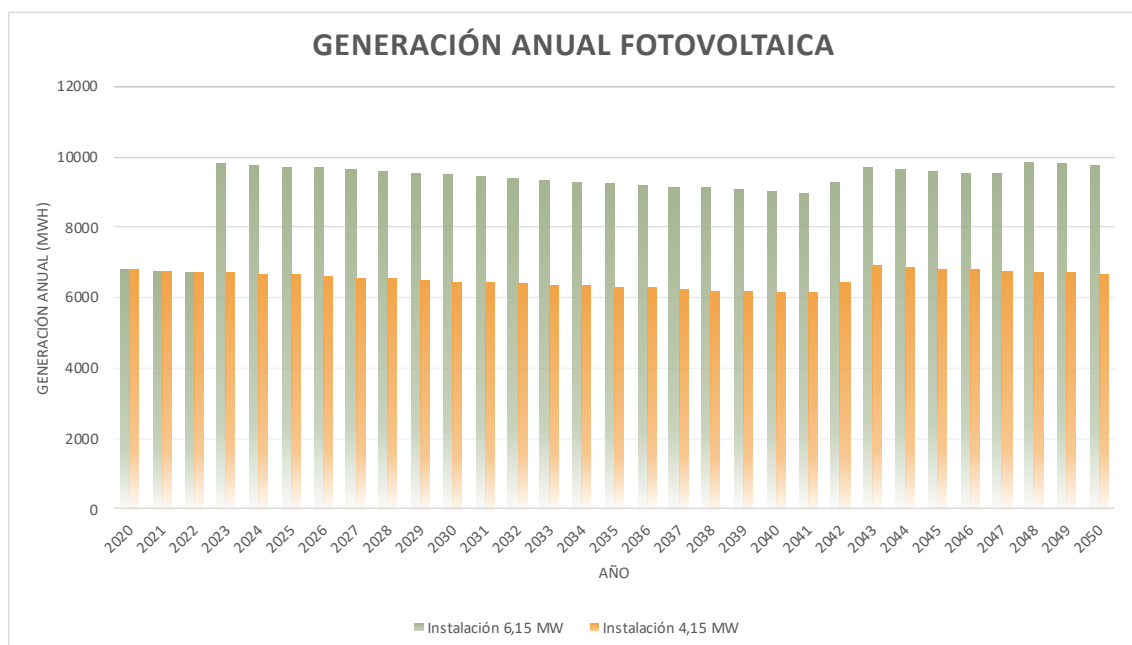


Figura 33: Generación anual de la instalación solar fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

7.3.8 COSTES DE OPERACIÓN

Los costes de operación, OPEX, se dividen en distribución y producción. Los costes de distribución se usan en el cálculo de la tarifa de distribución, o la tarifa fija, mientras que los de producción se usan para la variable.

7.3.8.1 OPEX Distribución

El coste de operación de los activos de distribución corresponde al mantenimiento de estos activos. En los años 2016 a 2029, se le suma además el proyecto de mejora de la red de distribución mediante enterramiento de las líneas aéreas. [17]. Esta acción ha supuesto que el OPEX se eleve a alrededor del millón de dólares durante esos años, como se puede observar en la Tabla 5, y se espera que vuelva a valores anteriores. Por esto, se usará como OPEX de distribución el valor de \$300.000.

Año	OPEX Distribución
2015	\$ 265.919,45
2016	\$ 950.704,70
2017	\$ 1.070.143,85
2018	\$ 965.267,00
2019	\$ 657.869,14

Tabla 5: OPEX de los activos de distribución de los años 2015 a 2019. Fuente: Elaboración propia. (Datos: STUCO)

7.3.8.2 OPEX producción

El gasto de operación de los activos de producción se corresponde al del mantenimiento de las plantas de generación. Mientras que la planta solar fotovoltaica y su sistema de almacenamiento tienen un coste de mantenimiento, el coste de operación de los generadores será el que lidere la suma total de este apartado.

Dependerá, sobretodo, de las horas de funcionamiento de los generadores diésel. Debido a que este no es un dato que esté disponible, se hará en función de la energía generada con estos generadores, ya que es lo más cercano.

Es de esperar que, con una ampliación de la planta solar y el almacenamiento, bajen los costes de operación ya que los generadores estarán apagados más tiempo y producirán menos energía anualmente.

Para estimar este coste se ha hecho una relación lineal entre los costes de operación y los kWh generados anuales. Con esta relación y la generación diésel estimada a futuro para cada escenario se obtienen unos costes aproximados de operación para los activos de producción.

8 ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS

Con los datos de entrada y los escenarios definidos, el modelo puede representar los resultados de cada escenario en el dashboard, dando una visión de distintos futuros tarifarios de la isla de San Eustaquio. En este capítulo se procede a hacer un análisis individual de la tarifa hasta el año 2050 de cada escenario, además de su impacto en el medioambiente gracias al ahorro de emisiones de CO₂ provenientes del consumo de diésel para la producción de electricidad.

8.1 ANÁLISIS INDIVIDUAL DE CADA ESCENARIO

8.1.1 *ESCENARIO 1: AMPLIACIÓN Y REPOSICIONES*

Este es el escenario con mayor cuota de energía renovable ya que cuenta con una ampliación de la existente planta solar con almacenamiento. La implementación de esta ampliación supondría que un 62% de la energía consumida en la isla anualmente provenga de fuentes renovables, pudiendo apagar los generadores diésel durante más de 10 horas diarias en un día soleado.

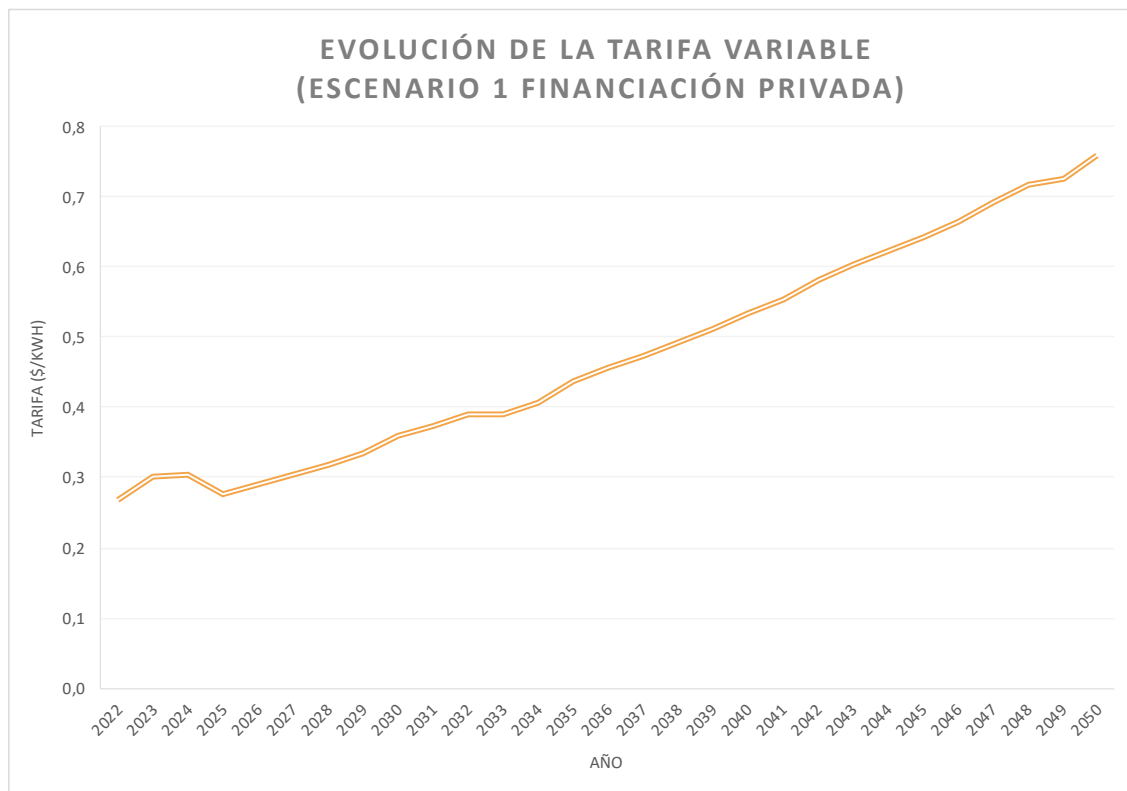


Figura 34: Evolución de la tarifa variable (o de producción) hasta el año 2050 para el escenario 1 y con financiación privada. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede ver en la Figura 34, cuando este escenario se lleva a cabo con financiación privada se aprecia una subida de la tarifa al realizar la inversión, ya que esta se verá reflejada en los activos regulados de la empresa (formando parte del RAB). Sin embargo, la tarifa se recupera gracias al ahorro de combustible, que provoca una bajada de los costes de operación y mantenimiento gracias al ahorro de combustible).

Se puede observar también el impacto (como pequeñas perturbaciones) de las reposiciones en los años correspondientes, mostrados en la Figura 35, que presenta las inversiones que se hacen cada año en este escenario.

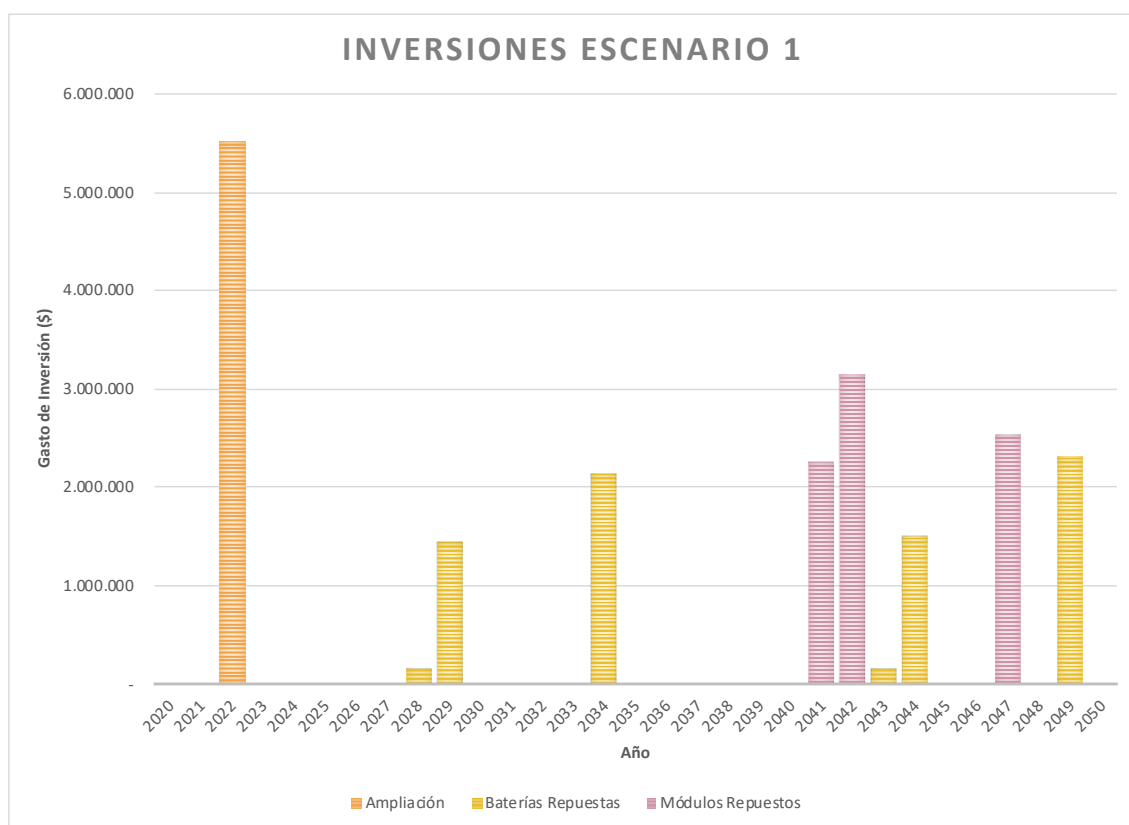


Figura 35: Inversiones por año en el escenario 1. Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar que existe un pequeño impacto en la tarifa entre los años 2031 y 2033 donde la tarifa se estabiliza. Esto se debe a que esos años se deja de contabilizar la depreciación de los activos actuales, ya que se consideran depreciados (Figura 21). Estos activos no pertenecen a la planta fotovoltaica y son una variable constante para todos los escenarios, pudiendo comprobar que existe la misma tendencia en los resultados de otros escenarios.

Se estudia también dentro de este escenario la posibilidad de que los activos se financien al completo por el gobierno neerlandés, es decir, por la Unión Europea como ha sido el caso con la planta solar con almacenamiento existente. Es de esperar que la tarifa disminuya ya que no se tendrán en cuenta las inversiones de estos activos en el RAB del modelo, ni sus depreciaciones. Se puede ver el resultado de este escenario y tipo de

financiación en la Figura 36, que compara los distintos tipos de financiación que se podrían dar en el escenario 1.

En este caso, la tarifa no presenta subidas ligeras cuando se ponen en marcha los activos ya que no se tienen en cuenta las inversiones pero sí se ve afectada por los ahorros de combustible por lo que después de la ampliación se aprecia una bajada de la tarifa. También se puede apreciar una ligera mejora en la pendiente de la tarifa en los años que se hace reposición de módulos, como por ejemplo en el año 2047, ya que la producción fotovoltaica aumenta.

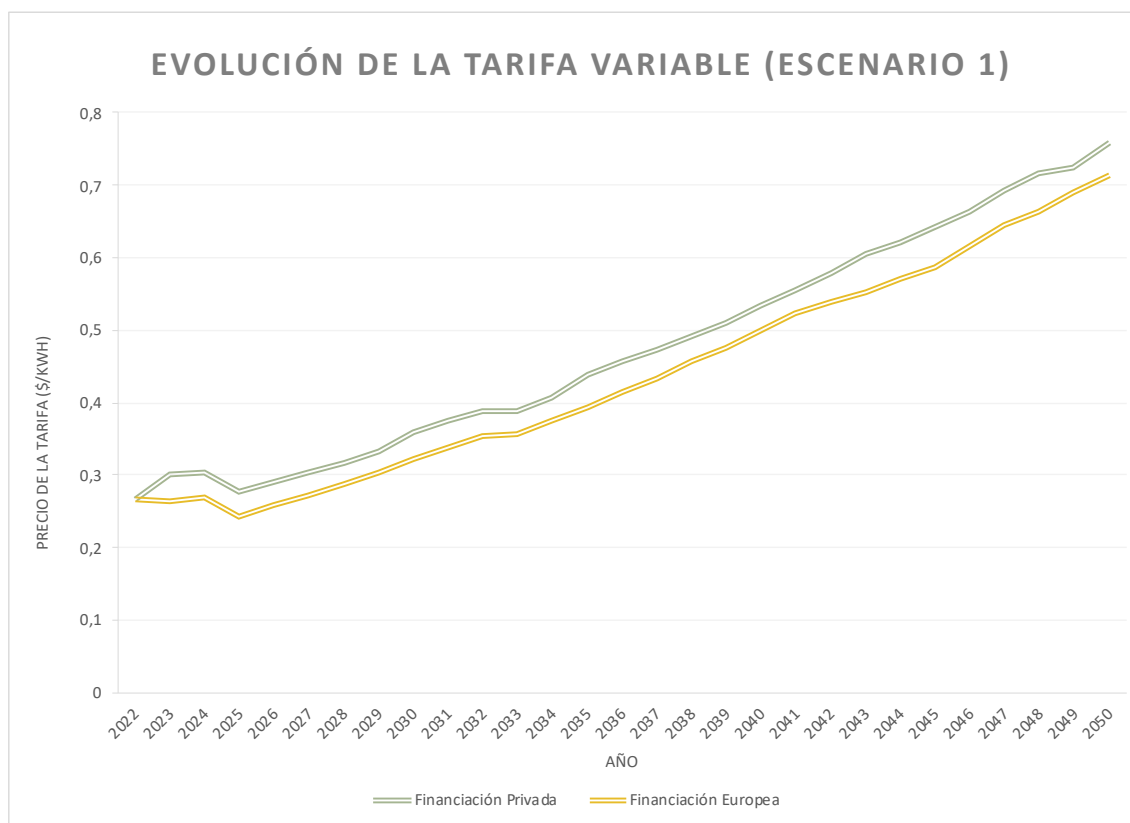


Figura 36: Evolución de la tarifa variable (o de producción) hasta el año 2050 para el escenario 1 y con financiación europea. Fuente: Elaboración propia.

En términos generales y como es lógico, la tarifa es más baja cuando los activos de producción están subvencionados, siendo la tarifa sin financiación un 9% más alta que esta.

Finalmente, se analizan las emisiones evitadas gracias a la ampliación de la planta solar con almacenamiento y la reposición de activos. Se calculan las emisiones ahorradas de cada escenario comparándolas con un escenario donde la energía consumida proviene en su totalidad de generadores diésel.

El cambio más importante es el que se produce tras la ampliación, pasando de ahorrar casi 5 millones de kg de CO₂ a más de 7 millones. Por la degradación anual de los paneles, como se puede ver en la Figura 37, la producción de la planta fotovoltaica baja y por tanto

se necesita usar más diésel para cubrir la demanda de energía, evitando menos emisiones. Se recupera cuando se reponen los módulos a los 25 años, con dos escalones, uno en la reposición consecutiva de las etapas 1 y 2 de la planta y el segundo en la reposición de los módulos de la tercera fase, correspondiente a la ampliación.

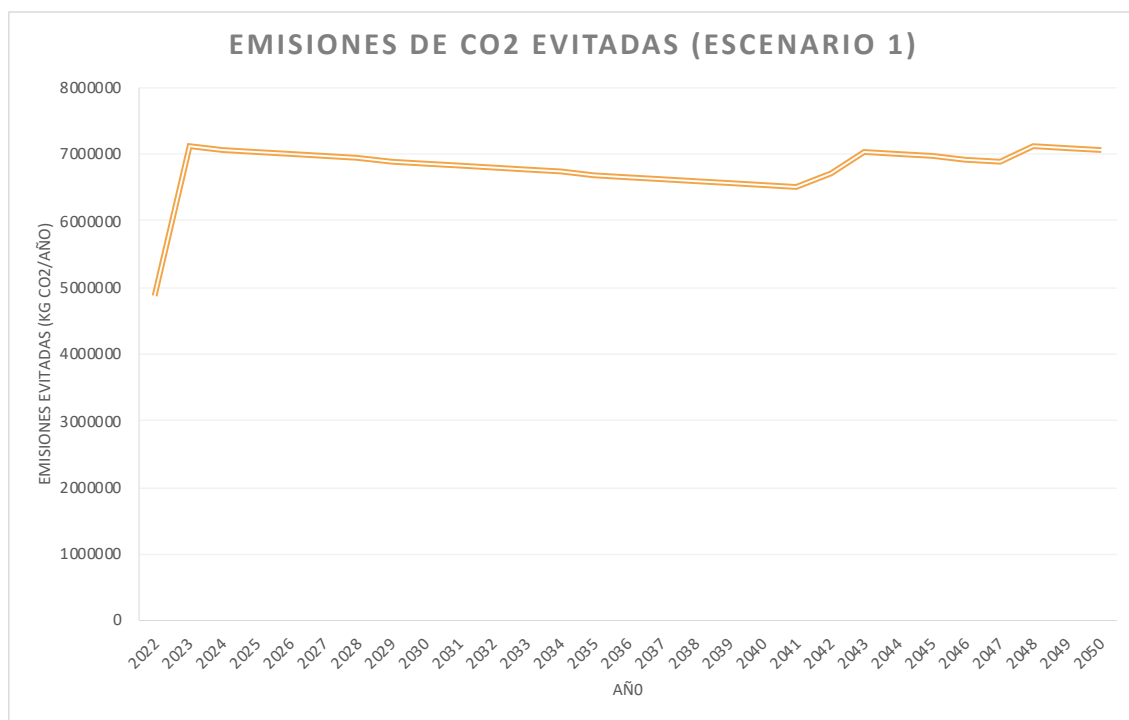


Figura 37: Emisiones de CO2 evitadas en el escenario 1, comparado con un escenario donde la energía provenga el 100% de generadores diésel. Fuente: Elaboración propia.

Hay que mencionar que las reposiciones de baterías no producen más ahorros de emisiones ya que con estas reposiciones no se produce más energía si no que se mantiene la capacidad de almacenamiento.

8.1.2 ESCENARIO 2: REPOSICIONES DE BATERÍAS Y MÓDULOS

En este escenario se estudia el impacto en la tarifa de la reposición de la tecnología fotovoltaica y la de almacenamiento por baterías al final de su vida útil. Las inversiones, por tanto, serán solo para reposiciones de la fase 1 y 2 de la planta ya que no se plantea una ampliación.

En la Figura 38 se ha representado la evolución de la tarifa en el escenario 2, con financiación privada y del gobierno neerlandés, respectivamente. Los resultados muestran que las reposiciones mantienen un crecimiento estable de la tarifa, ya que mantienen el rendimiento del sistema fotovoltaico con almacenamiento, por lo que no se producen grandes ahorros en la tarifa pero tampoco grandes alzas. Cabe recordar que estas

evoluciones son nominales por lo que el crecimiento representado tiene en cuenta la inflación.

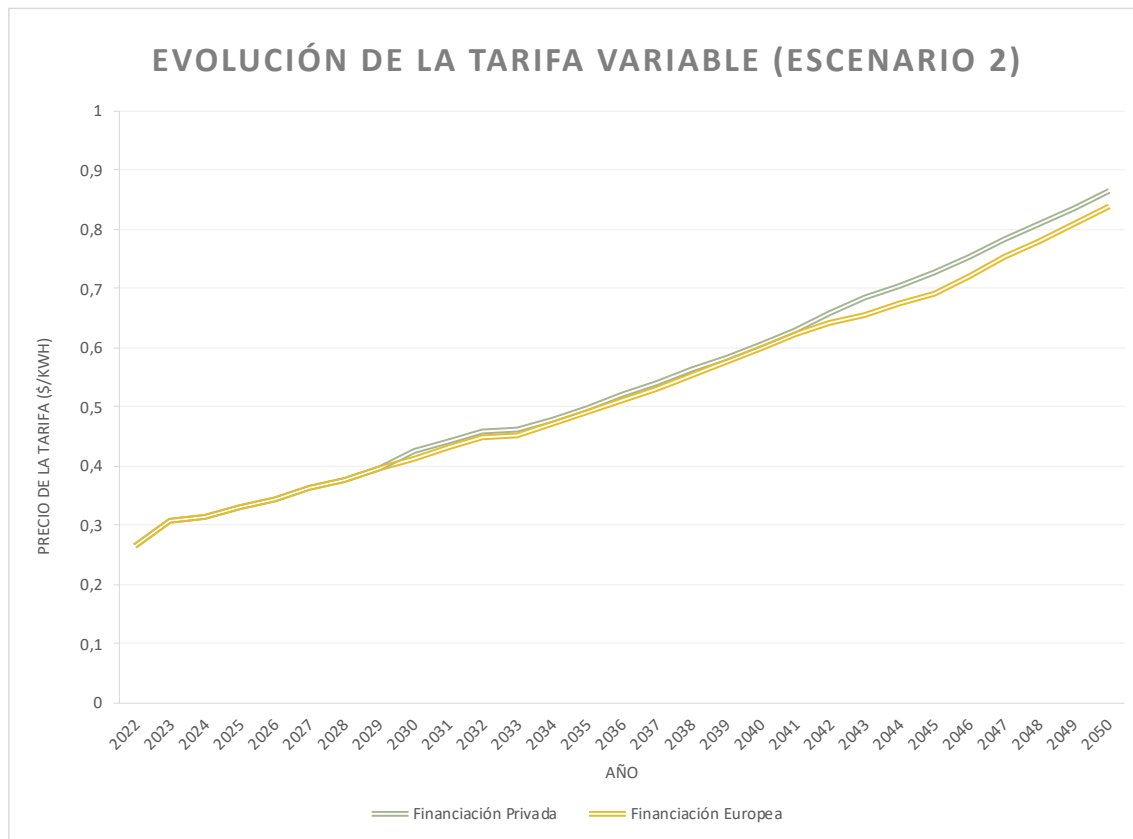


Figura 38: Evolución de la tarifa variable (o de producción) hasta el año 2050 para el escenario 2 y con financiación privada y europea. Fuente: Elaboración propia.

En este caso, debido a que el coste de inversión no es tan grande como en el escenario 1, la tarifa no difiere tanto al comparar tipos de financiación. Como es de esperar, después de las reposiciones, mostradas en la Figura 39 se va encareciendo la financiada por la empresa ya que se requiere un retorno sobre más activos regulados.

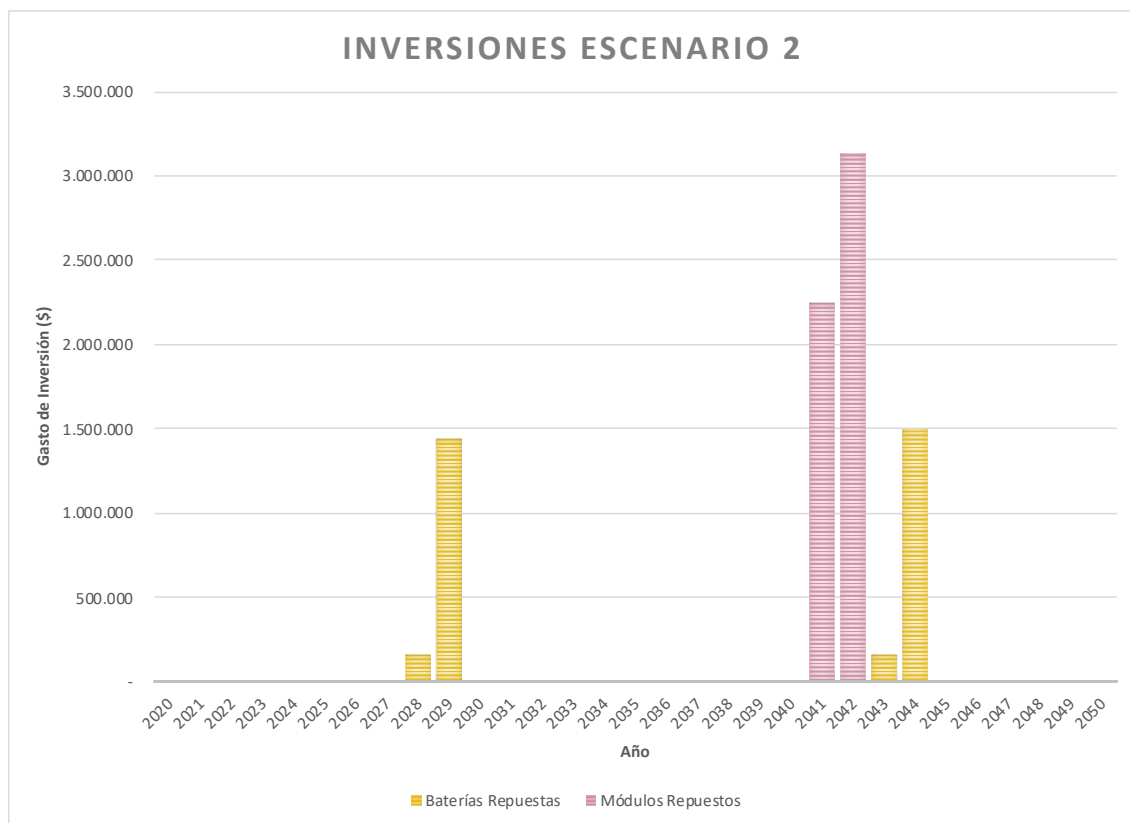


Figura 39: Inversiones por año en el escenario 2. Fuente: Elaboración propia.

Se aprecia la diferencia cuando se añaden más activos a la Base de Activos Regulados, por la reposición de módulos seguida de una segunda reposición de baterías.

En este segundo escenario, las emisiones se mantienen como hasta ahora, con la planta y almacenamiento en normal funcionamiento evitando un poco menos de emisiones cada año por su degradación y recuperando con la reposición de módulos fotovoltaicos. Se puede ver en la Figura 40, donde los valores de ahorro de emisiones en 2044, cuando hay que reponer la planta tras 25 años de uso, vuelven a niveles iniciales.

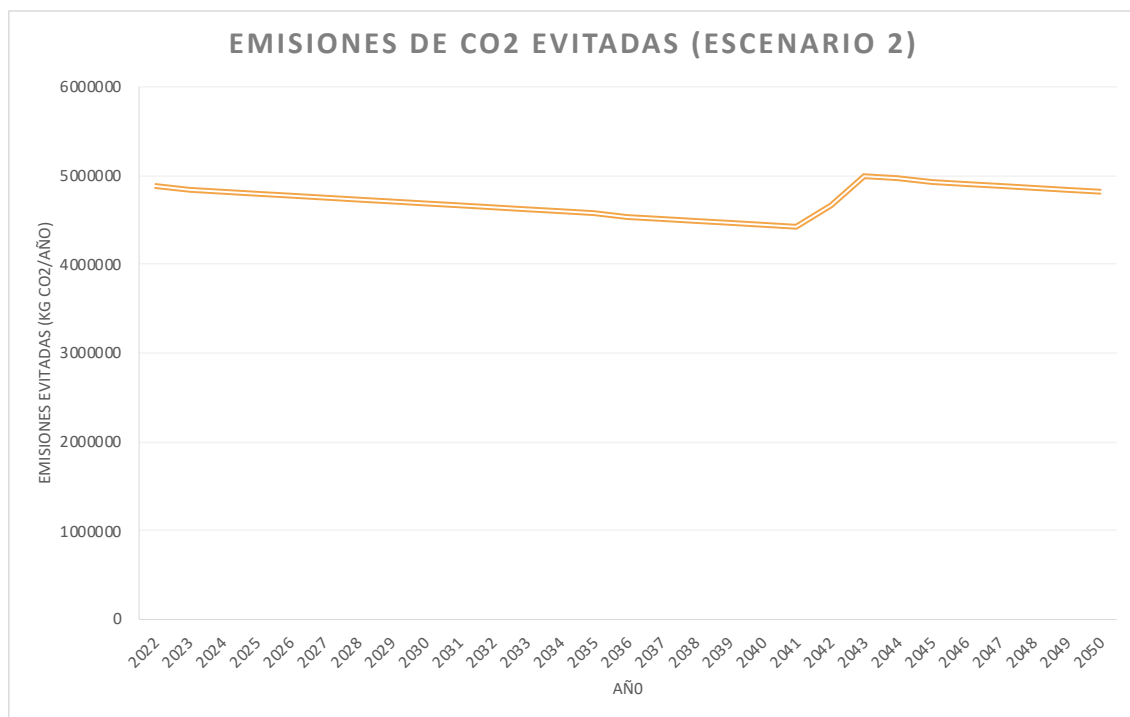


Figura 40: Emisiones de CO2 evitadas en el escenario 2, comparado con un escenario donde la energía provenga el 100% de generadores diésel. Fuente: Elaboración propia.

Este escenario demuestra que evitar alrededor de 5 millones de kilogramos de CO₂ anualmente tendría un impacto de un centavo de dólar desde el año 2030 al 2043 y de 3 centavos de dólar hasta el 2050 por kilovatio-hora consumido.

8.1.3 ESCENARIO 3: REPOSICIONES DE BATERÍAS NECESARIAS HASTA VIDA ÚTIL DE LA PLANTA

Finalmente, se analiza el tercer escenario, en el cual se representa el uso de la planta hasta el final de su vida útil, desmantelando pasados 25 años desde la puesta en marcha. Como se ha considerado que lo lógico es reponer las baterías para aguantar esos 25 años (ya que el sistema no puede operar la planta sin ellas), esta inversión tiene solamente una inversiones para cubrir este coste de reposición en los años 2028 y 2029 – baterías de la primera fase y la segunda.

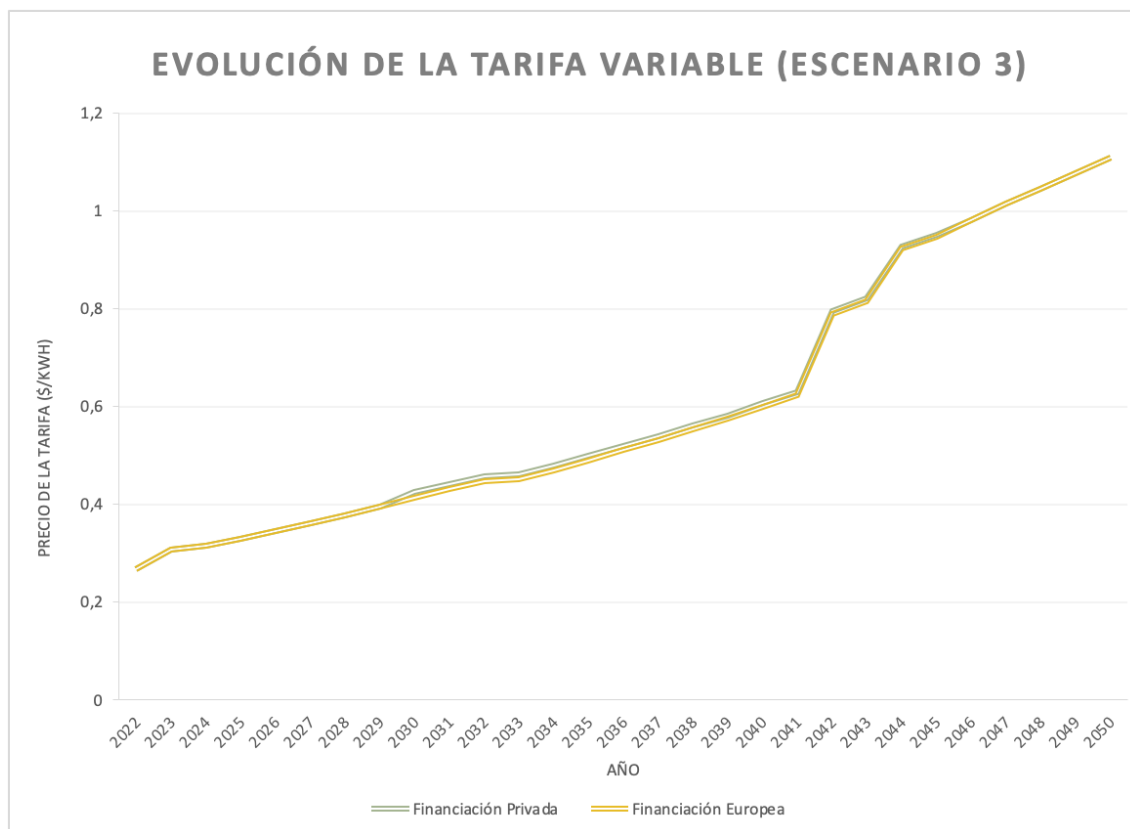


Figura 41: Evolución de la tarifa variable (o de producción) hasta el año 2050 para el escenario 3 y con financiación privada y europea. Fuente: Elaboración propia.

Se puede comprobar esta tarifa en la Figura 41, donde la tarifa tiene un crecimiento estable hasta el año 2041. Se comprueba que la tarifa aumenta drásticamente en cuanto se desmantela la planta, en dos escalones correspondientes al desmantelamiento de la primera y segunda fase de la planta solar fotovoltaica con almacenamiento.

Esta gran subida se debe a que aumentan los costes de operación (gasto en combustible diésel) ya que toda la energía vuelve a suministrarse con los generadores diésel. En tres años, la tarifa aumentaría aproximadamente 30 céntimos de dólar, una subida extrema, casi un aumento del 50%.

En este caso, debido a que la inversión no es tan notable, la diferencia entre tipos de financiación es mínima. Se observa que cuando se realizan las reposiciones, cuando hay financiación privada la tarifa es ligeramente más alta, con poco impacto a largo plazo.

Con el desmantelamiento de la planta y almacenamiento y el consiguiente uso de generación diésel se vuelve al escenario base, donde se dejan de evitar emisiones, con un mix energético dependiente en su totalidad de combustibles fósiles.

Por esto, en el análisis de emisiones mostrado en la Figura 42, se observa en el año de desmantelamiento la caída hasta cero del ahorro de emisiones, convirtiendo a el tercer escenario en el escenario con peor impacto medioambiental con diferencia.

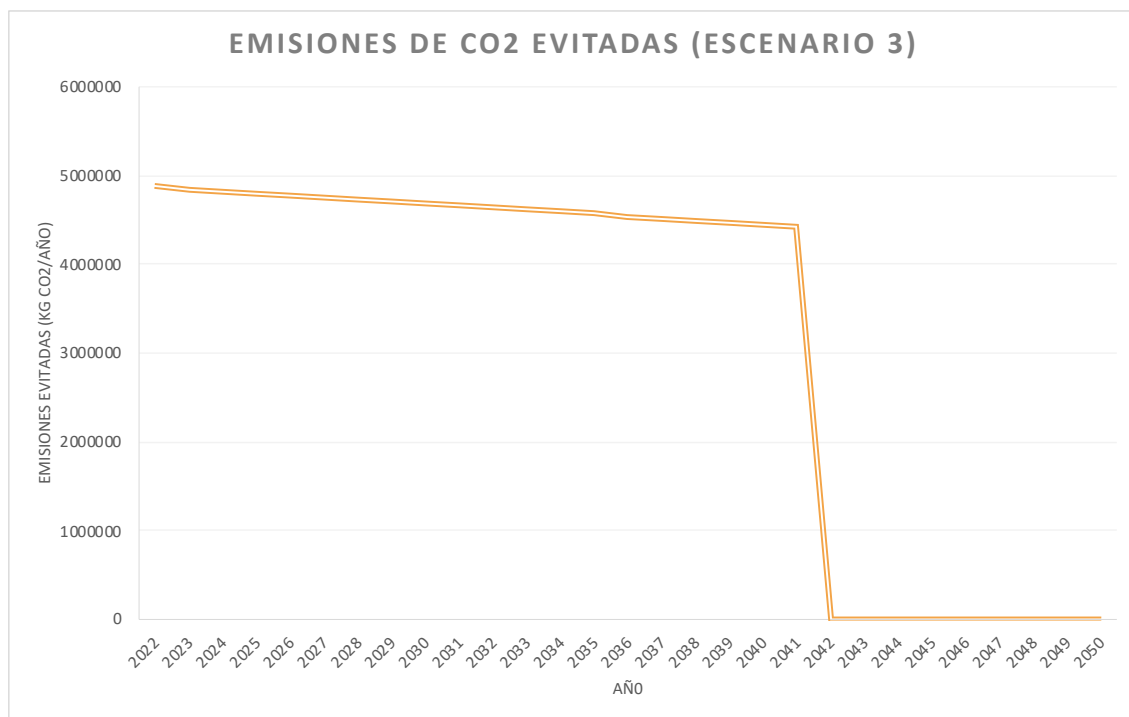


Figura 42: Emisiones de CO2 evitadas en el escenario 3, comparado con un escenario donde la energía provenga el 100% de generadores diésel. Fuente: Elaboración propia

8.2 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS ESCENARIOS

La parte más interesante del análisis es comparar los precios de las tarifas en distintos escenarios. De esta manera, se comprueba que realizar una inversión en un activo regulado renovable puede tener un impacto muy positivo para la tarifa. Se ha decidido comparar solamente los escenarios con financiación privada ya que es un escenario más realista y además más restrictivo. Es decir, aun teniendo en cuenta los costes de inversión se puede ver que es más rentable la energía renovable, y es lógico asumir que lo será aun más si está subvencionada.

Se puede ver en la Figura 43 que la ampliación en el escenario 1 es lo que conlleva una bajada de precios significativa, justificando una inversión en solar fotovoltaica con almacenamiento. La tarifa se mantiene un 16% más baja que la de los escenarios 2 y 3. En cuanto al escenario 3, se iguala con el escenario 2 hasta el final de la vida útil de la actual planta, donde desmantelarla supone un gran aumento de costes de operación (por diésel) aumentando la tarifa de manera notable.

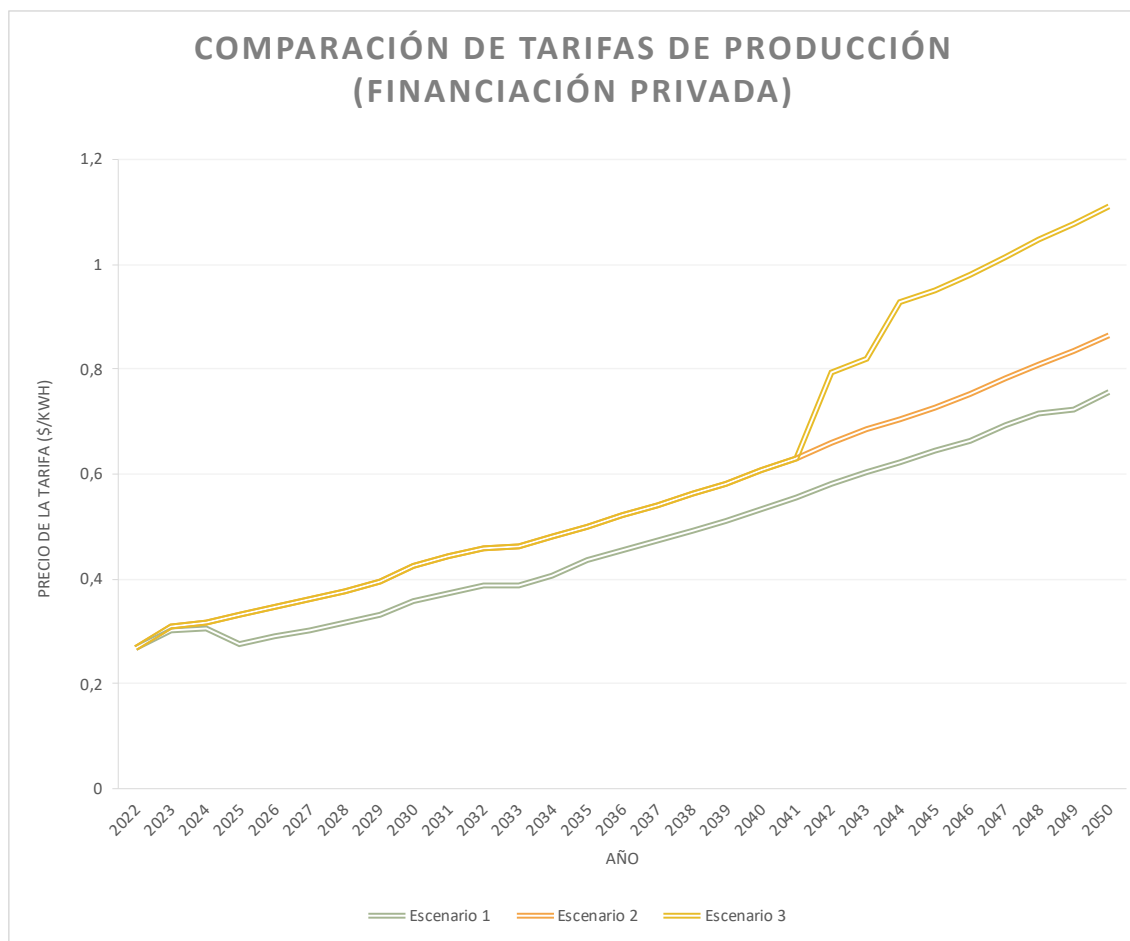


Figura 43: Comparación de la tarifa de producción según escenarios para una financiación privada. Fuente: Elaboración propia.

Para analizar de manera más exacta esta tarifa, se ha decidido pasar a valores reales, en dólares del año 2020. De esta manera se puede apreciar la evolución que tendrá la tarifa sin la influencia de la inflación usada para el cálculo. Este resultado se aprecia en la Figura 44, demostrando que la tarifa aumentará a lo largo de los años. Se puede suponer que esto se debe a la subida del precio del petróleo y por tanto el diésel.

Se aprecia, también cuando se representa en valores reales, la gran diferencia entre los escenarios, quedando claramente representada la mejora que ofrece una ampliación.

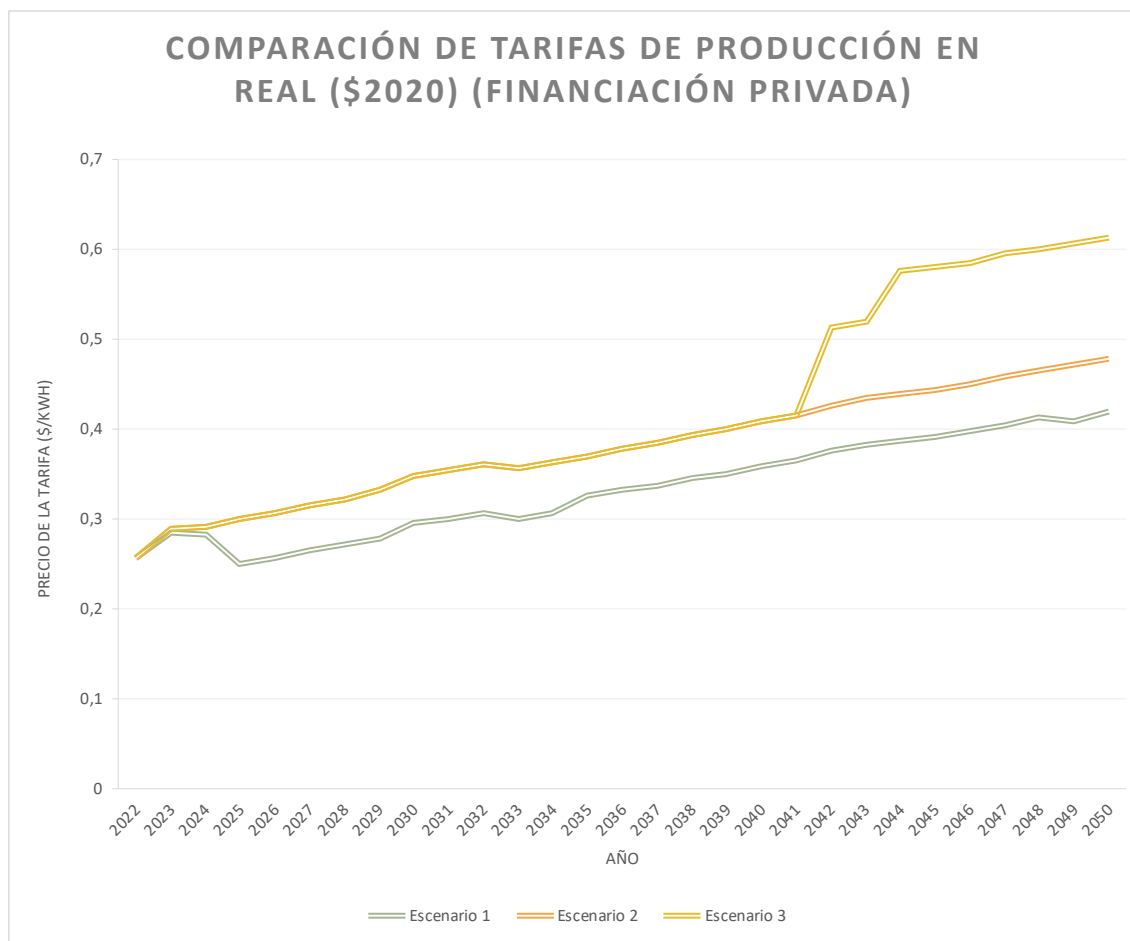


Figura 44: Comparación de la tarifa de producción según escenarios para una financiación privada en valores reales (\$2020). Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, se compara también el beneficio medioambiental que puede suponer el escenario 1 sobre los otros dos. La diferencia entre las emisiones ahorradas los primeros 20 años entre el escenario que implica ampliación y las de los otros dos escenarios de casi un 40%, colocando al escenario 1 como preferido también en ahorro de emisiones.

Es también evidente que el tercer escenario destaca por el desmantelamiento de la planta y el almacenamiento en el año 2042, diferenciándose de manera pronunciada con los otros dos escenarios.

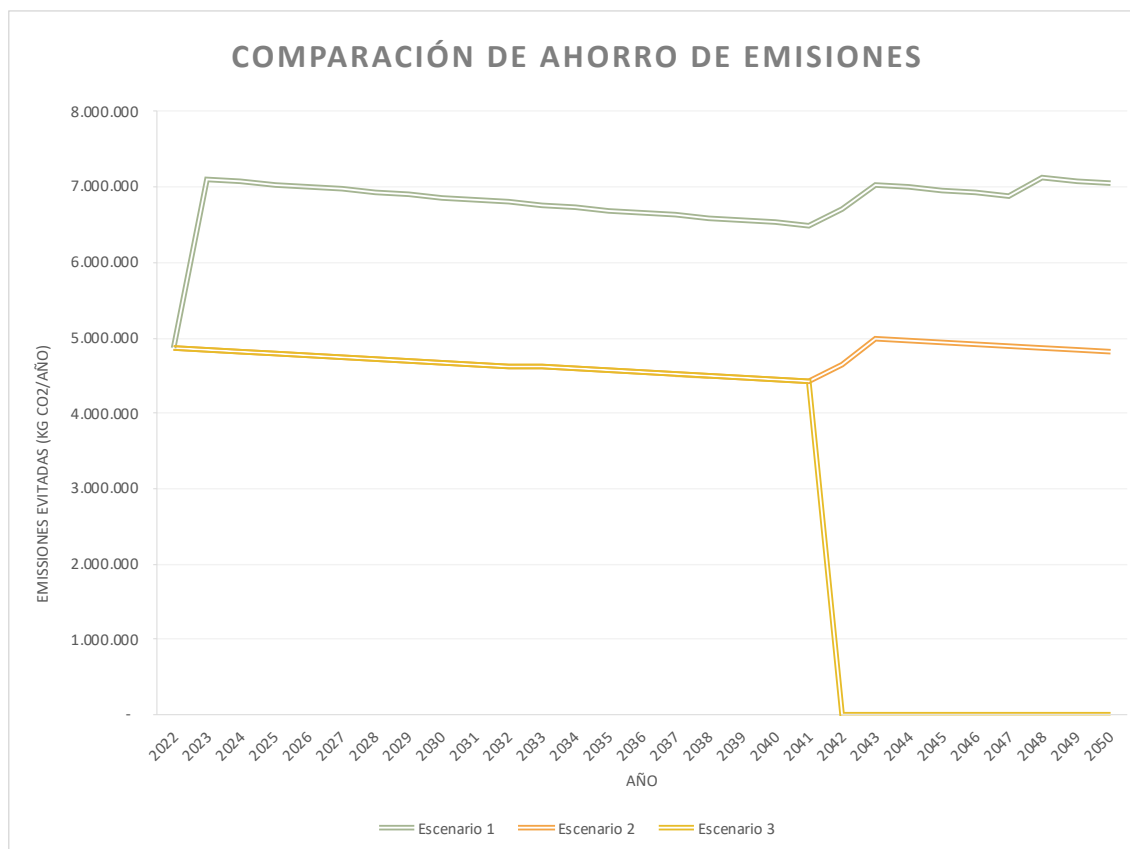


Figura 45: Comparación del ahorro de emisiones de CO2 de los tres escenarios. Fuente: Elaboración propia.

Con los análisis de emisiones y de precios de tarifa se puede concluir que la mejor opción para el medioambiente y para los consumidores finales sería ampliar la planta fotovoltaica y su almacenamiento. Este análisis también deja claro que un desmantelamiento de la planta supondrá un gran aumento de la tarifa, perjudicando a los consumidores de manera drástica.

Mientras que es preferible financiación por parte del gobierno mediante la subvención de la ampliación y las reposiciones, el escenario 1 con financiación privada supone mas ahorro para los consumidores que el escenario 2 con financiación europea, permitiendo gracias a la tarifa, un retorno para los inversores también.

8.3 ANÁLISIS DE LA TARIFA DE DISTRIBUCIÓN (TARIFA FIJA)

Como se ha mencionado en otros capítulos, la tarifa de distribución no se ve afectada por los escenarios ya que estos se centran en activos de producción. Es por esto por lo que se obtiene una predicción a futuro de la tarifa fija común a todos los escenarios, con la hipótesis de que se realizarán las inversiones necesarias para mantener los activos de distribución (líneas eléctricas, conexiones...) de la misma manera que se ha hecho en años anteriores.

Con esto, se obtiene la estimación mostrada en la Figura 46, que proyecta una bajada de la tarifa por kVA. Esto se debe a que se han mantenido los gastos en redes anuales pero se aumenta a lo largo de los años la potencia conectada. Es decir, la base de ingresos necesaria (que proviene de los costes) es la misma, pero se divide entre más kVA, suponiendo una bajada por unidad conectada.

Cabe destacar que se predice que aumente la potencia de conexión de los usuarios, tendencia que se puede observar en los últimos años, por lo que una bajada en el precio por kVA puede no traducirse en una bajada del precio fijo de la tarifa si el consumidor decide aumentar de potencia.

Se debe mencionar además, que es un estudio simplificado que puede dar una idea de la evolución ya que el objeto de estudio era la producción (planta y almacenamiento) y no la distribución y por tanto las hipótesis son simplificadas.

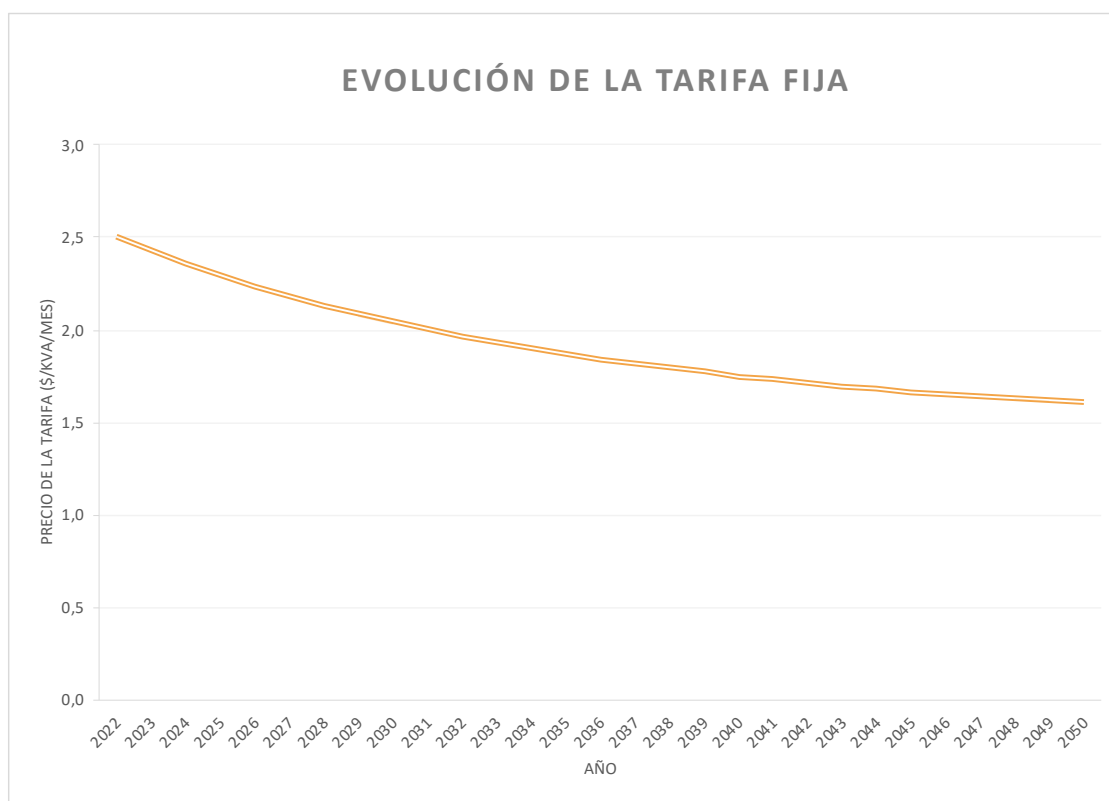


Figura 46: Evolución de la tarifa fija (o de distribución) hasta el año 2050. Fuente: Elaboración Propia.

9 RIESGOS DEL ANÁLISIS

Tras el análisis de los resultados obtenidos y antes de evaluar los escenarios, el proyecto y la aplicabilidad que pueda tener, se revisan los posibles riesgos de error y desviaciones que hay que tener en cuenta.

Debido a que es un análisis “aislado”, los resultados son una manera de comparar escenarios, no de predecir futuros precios. Este análisis solo tiene en cuenta variaciones de la planta solar fotovoltaica y su sistema de almacenamiento, sin tener en cuenta cambios en la generación diésel ni otros activos que afecten a la producción. Además, la Base de Activos Regulados, que inicialmente tiene un valor, al final del análisis depende solo de fotovoltaica y el almacenamiento, siendo esto poco realista.

Es por esto por lo que, mientras sirve de gran herramienta para la comparación de distintos escenarios, el valor real de la tarifa tendrá muchas más variables por la cual se vea afectado, siendo difícil predecirlo

Una vez que se tiene en cuenta esto, existen también riesgos relacionados al conjunto de las variables estimadas. Como todas las entradas dependen de estimaciones a largo plazo, la variabilidad de las estimaciones se acumula. Además, se usan estimaciones desde el año 2019, que no tienen en cuenta el gran impacto que ha tenido la pandemia de COVID-19 en las economías y mercados de todo el mundo. En cuanto a las estimaciones, cabe mencionar que no se ha incluido un coste de desmantelamiento de la planta en el escenario 3, que supondría un mayor coste y por tanto una tarifa aún más cara.

También es importante mencionar que se asume que, mientras que se avanzará tecnológicamente, se seguirá usando para la planta fotovoltaica y el almacenamiento, la misma tecnología que ahora. De aquí al año 2050 no sería impactante que otras tecnologías (por ejemplo de almacenamiento) o variantes de las tecnologías actuales, sustituyesen al sistema de generación actual. Los desarrollos tecnológicos también suponen que las reposiciones de equipos puedan ser difíciles de obtener ya que el mercado evoluciona rápidamente, dejando de fabricar modelos aptos para reposiciones.

Con todo esto, aun se puede afirmar que los resultados son claros en cuanto al impacto tarifario y medioambiental que tiene la planta solar fotovoltaica y el almacenamiento por baterías.

10 EVALUACIÓN Y APLICABILIDAD

En este proyecto se estudian dos impactos importantes de los escenarios a futuro de la planta solar y sus sistema de almacenamiento: el impacto sobre la tarifa y el impacto medioambiental. Tras el análisis de estos impactos, se concluye que el Escenario 1 es el que más impacto positivo tiene tanto medioambientalmente como sobre la tarifa de producción eléctrica.

Gracias a la ampliación que conlleva este primer escenario, se reducen las emisiones en casi un 40% comparado con la situación actual (que ya ahorra emisiones). Mientras que este escenario conlleva una inversión inicial notable y varias inversiones de reposiciones a lo largo de los años del estudio, la ampliación también permite la reducción de los costes por compra de combustible, reduciendo los costes generales de operación y mantenimiento del sistema. Esto repercute en una tarifa más baja para el consumidor final.

Se ha estudiado también la posibilidad en todos los escenarios de que el gobierno neerlandés financiase esta ampliación, lo que supondría una tarifa aún mas baja con el mismo impacto positivo medioambiental.

En todos los casos, gracias al sistema tarifario implantado en las Islas BES (Bonaire, San Eustaquio y Saba), se incentivan las inversiones en renovables ya que permiten ahorrar costes y seguir obteniendo un retorno regulado por el gobierno neerlandés. Demuestra que este método tarifario y el uso de una Base de Activos Regulados para calcular el retorno cumple con los objetivos de la ACM y el su Política de Energía.

Este escenario permite seguir con la hoja de ruta trazada por el *Energy Policy* de la Isla. Se busca energía más asequible y sostenible, además de una red más robusta. La política de energía actual mejoraba la red mediante el soterramiento de líneas eléctricas pero los sistemas de almacenamiento pueden ayudar a mejorar el funcionamiento eléctrico de la red.

Mientras que no se puede contabilizar para estos escenarios ya que sería necesario una simulación de la red entera, se ha estudiado que los sistemas de almacenamiento mejoran la estabilidad de la red: por una parte, llevan a cabo Servicios Auxiliares de la red y por otra parte, quitan dependencia de los sistemas de generación de combustibles fósiles, pudiendo apoyarse en el almacenamiento en caso de tener fallos. Permiten que añadir inercia “virtual”, de la que carecen los sistemas de generación renovables. El comportamiento inercial de las redes es esencial para la estabilidad de la red y cuando los generadores síncronos se sustituyen por fotovoltaica, disminuye esta inercia. Los sistemas BESS son capaces de replicar este comportamiento inercial gracias a la rápida actuación de las baterías en el control de frecuencia. [31]

Este estudio demuestra que la rentabilidad de los sistemas de renovables con almacenamientos en sistemas aislados, siendo un ejemplo para territorios o islas con sistemas similares. En concreto, es objeto de aplicabilidad en la región del Caribe, donde los objetivos y metas de porcentaje de energía renovable son cada vez más ambiciosos.

Como se mostraba al inicio de este trabajo, la región del Caribe solo tiene un 13% de energía renovable, con solo un 2% en las Antillas menores. Los Gobiernos de la

Comunidad del Caribe (CARICOM por sus siglas en inglés) han fijado objetivos regionales y nacionales para hacer más sostenibles sus sectores energéticos, mostrados en la Figura 47. Esta figura detalla el mix de generación necesario para alcanzar los objetivos, aumentando las fuentes renovables, en especial la solar fotovoltaica, e incluyendo almacenamiento por baterías. [32]

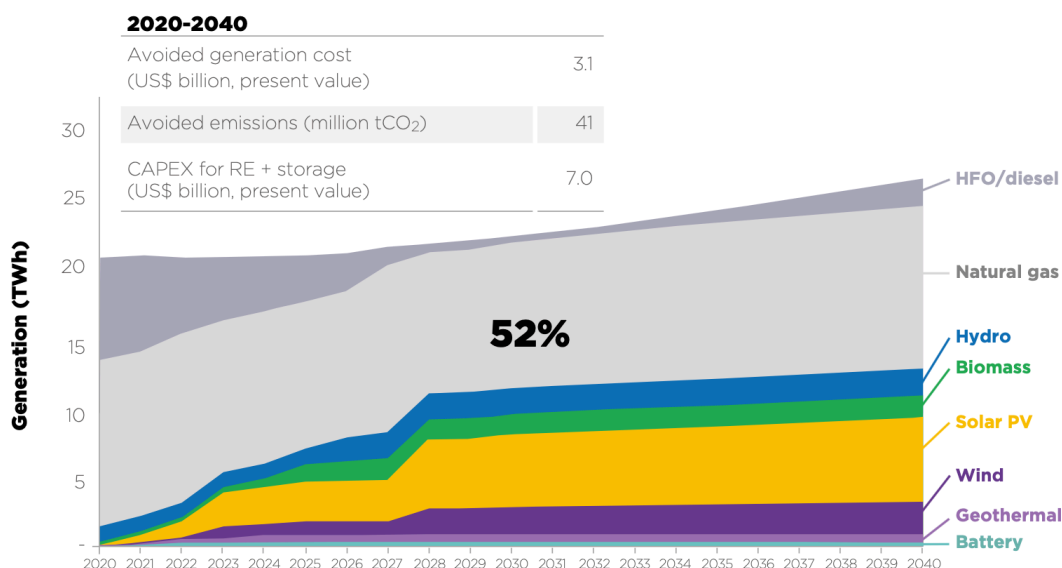


Figura 47: Mix de generación proyectada para alcanzar el objetivo de generación renovable de la CARICOM (2020-2040). Fuente: CARICOM.

La Isla de Saba, también municipio especial de los Países Bajos, ha seguido el ejemplo de San Eustaquio, con un sistema similar de 2,1 MW de generación solar y 2,3 MWh de almacenamiento por baterías, también de la mano de SMA. Sin embargo, todavía no se verán grandes mejoras en la tarifa ya que el diseño de la planta es erróneo contra huracanes y las estructuras tendrán que ser reinstaladas. [33]

Proyectos como este permitirán a las islas de las Antillas Menores formar parte del desarrollo para cumplir con estos objetivos, reduciendo su dependencia en combustibles fósiles. Además, demuestra que es posible sin depender de subvenciones europeas por lo que es aplicable a todas las islas de esta zona y no solo aquellas que sean territorios de ultramar.

Finalmente, no solo sirve como ejemplo para la región del Caribe si no para todos los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo. Los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo (SIDS por sus siglas en inglés) son un grupo distinto de 38 Estados miembros de la ONU y 20 no miembros/miembros asociados de las comisiones regionales de las Naciones Unidas que se enfrentan a vulnerabilidades sociales, económicas y medioambientales únicas. Se encuentran en tres regiones distintas: las regiones del Caribe, Pacífico y Océano Atlántico e Índico y el Mar del Sur de China, como se muestra en la Figura 48.



Figura 48: Mapa mostrando los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo. Fuente: Osiris (Wikimedia)

Se les reconoce como un caso especial para tener en cuenta aunque sumen menos del 1% de la población mundial. Su dependencia de los mercados exteriores, debido a la falta de recursos y a su remota geografía, les hace vulnerables a los altos costes de importación y exportación. [34] Además, los efectos del cambio climático en estos territorios son aún más tangibles, tanto en lo que respecta a las catástrofes naturales como a los fenómenos de aparición lenta.

Un sistema como el estudiado en este proyecto puede beneficiar a estos estados. Por una parte, al liberarlos de su dependencia de las importaciones externas de electricidad y por otra, haciendo que sus redes energéticas sean más sostenibles y fiables, y permitiéndoles participar en la acción contra el cambio climático.

Otros territorios a los que proyectos de generación renovables y sistemas BESS puede aplicar son a las comunidades aisladas y territorios no conectados a las redes nacionales de ciertos países. Como se observa en la Figura 49, existen todavía zonas rurales en el continente de África donde el acceso a electricidad es menos del 20% por lo que energía asequible que funcione de manera aislada es algo que podría beneficiar a muchas comunidades. Además, en zonas del Amazonas existen comunidades con redes aisladas que podrían aplicar sistemas parecidos. Figura 49

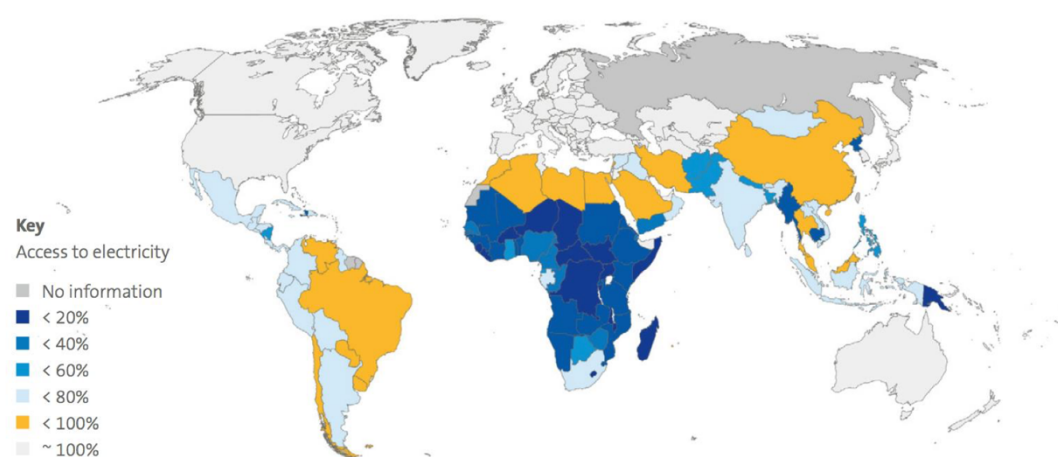


Figura 49: Porcentaje de la población con acceso a electricidad. Fuente: EUIE PDF, 2017.

11 CONCLUSIONES

Actualmente, la demanda de la isla de San Eustaquio se cubre con casi un 50% de generación renovable, gracias a la planta solar fotovoltaica y su sistema de almacenamiento por baterías. El buen funcionamiento en isla de este sistema BESS permite apagar los generadores diésel durante los días soleados. Tras un estudio de los distintos escenarios a futuro del sistema de solar y almacenamiento (ampliación, reposiciones o desmantelamiento) se concluye que una ampliación tanto de la potencia fotovoltaica instalada como de la capacidad de almacenamiento sería beneficioso para isla y sus habitantes.

En primer lugar, es necesario tanto el aumento de potencia como de almacenamiento ya que con la potencia se aumenta el porcentaje de energía renovable, que permite ahorrar combustible pero con el almacenamiento se permite el aprovechamiento de esta energía renovable, pudiendo cubrir el pico de demanda de la tarde (cuando ya no brilla el sol), apagando los generadores aun más tiempo. Además, es este sistema de almacenamiento el que permite, gracias a sus propiedades de formación de red y los servicios auxiliares que puede realizar, que se mantiene una red robusta sin necesidad de tener encendidos los generadores que aportan inercia.

Se concluye, gracias a la elaboración de una herramienta Excel del cálculo de la tarifa hasta el año 2050, que este escenario de ampliación y posteriores reposiciones de los equipos al final de su vida útil disminuirá la tarifa de producción (o variable) de los consumidores. Por lo tanto, se puede afirmar que tiene un impacto positivo en el consumidor y en el medio ambiente, ya que reduce las emisiones de CO₂ al disminuir la generación diésel.

En resumen, este escenario permitirá ahorrar alrededor de 7 millones de kilogramos de CO₂ anuales, supondrá una tarifa un 16% más baja que los otros escenarios y elevará el porcentaje de energía renovable a más de un 60%, con una penetración de la fotovoltaica del 100% durante 12 horas en días soleados.

Aunque en este trabajo se estudia la posibilidad de obtener subvenciones europeas para las inversiones de los escenarios, gracias al método tarifario estudiado, es económicamente viable que la compañía eléctrica de la isla realice las inversiones con financiación propia ya que los retornos están regulados por la Base de Activos Regulados. De esta manera, la inversión en generación renovable y en almacenamiento no tiene riesgos para los inversores.

Finalmente, se sabe que este sistema ya sirve de ejemplo para otras islas parecidas, como la Isla de Saba, que ha seguido los pasos de San Eustaquio, y podrá ser un modelo para muchos otros territorios de la región del Caribe y del resto del mundo como los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo.

Los sistemas de generación renovable y almacenamiento por baterías permitirán ahorrar en costes de diésel, minimizando la dependencia de combustibles fósiles y permitiendo a muchas islas integrar renovables en sus redes para poder apoyar a los Objetivos de Desarrollo Sostenible y alcanzar sus metas de acción contra el cambio climático sin tener un impacto negativo sobre la tarifa final de los consumidores ni sobre la rentabilidad hacia los inversores.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CCo, «About St. Eustatius,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.statiagovernment.com/about-st.-eustatius>. [Último acceso: 15 11 20].
- [2] V. Henze, «BloombergNEF,» 6 Noviembre 2018. [En línea]. Available: https://about.bnef.com/blog/energy-storage-620-billion-investment-opportunity-2040/#_ftn1. [Último acceso: 2021].
- [3] A. Baars, «Large Battery Storage Systems: the Energy Solution of the Future,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.sma-sunny.com/en/large-battery-storage-systems-the-energy-solution-of-the-future/>.
- [4] W. Cole y A. W. Frazier, «Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2020.
- [5] Neoen, «Learn - Hornsdale Power Reserve,» Neoen, 2020. [En línea]. Available: <https://hornsdalepowerreserve.com.au/learn/>. [Último acceso: 24 11 2020].
- [6] K. Chau, «Today in Energy - eia,» U.S. Energy Information Administration, 3 2020. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=43215>. [Último acceso: 2020 11 24].
- [7] F. Tsany¹, A. A. Widayat, D. R. Aryani, F. H. Jufri y I. M. Ardita, «Power system stability improvement using Battery Energy Storage System (BESS) in isolated grid,» *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.*, vol. 599, nº 012025, 2020.
- [8] Government of Niue, «The Island - Niue,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.gov.nu/wb/pages/the-island.php>.
- [9] Sustainable Energy Association New Zealand, «Vector Powersmart for the Niue Renewable Energy Project,» 16 Abril 2020. [En línea]. Available: https://www.seanz.org.nz/vector_powersmart_for_the_niue_renewable_energy_project.
- [10] Vectro LTD, «Vector PowerSmart supporting Niue's new energy future,» 19 Septiembre 2019. [En línea]. Available: [https://www.vector.co.nz/articles/turning-evs-into-power-sources-\(1\)](https://www.vector.co.nz/articles/turning-evs-into-power-sources-(1)).
- [11] Oficina de Información Diplomática, «Antigua y Barbuda - Ficha de País,» Oficina de Información Diplomática, 2018.
- [12] IRENA, «Antigua and Barbuda: Renewable energy roadmap,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2021.

- [13] Reino de los Países Bajos, «Sobre el Reino: Países Bajos y tú,» 2020. [En línea].
] Available: <https://www.paisesbajosytu.nl/sobre-el-reino/un-reino---4-paises>.
- [14] Cuando Visitar, «Cuando Visitar San Eustaquio,» 2020. [En línea]. Available:
] <https://www.cuandovisitar.es/san-eustaquio/>.
- [15] Sustainable Energy for All, «THE RECOVER BETTER WITH SUSTAINABLE
] ENERGY GUIDE FOR CARIBBEAN COUNTRIES,» 2020 SUSTAINABLE
ENERGY FOR ALL, Vienna, 2020.
- [16] IRENA, «RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2020,» The International
] Renewable Energy Agency,, Abu Dhabi, 2020.
- [17] J. Portillo, «Technical Assistance to the Government of St. Eustatius for the
] implementation of the 11th EDF,» 2019.
- [18] T. Hillig, «THEnergy Analysis: Evaluation of first 12 months of operational data
] for a PV-battery diesel hybrid plant on the island of Sint Eustatius,» THEnergy
Consulting, 2017.
- [19] W. Krueger, «SMA. Flagship Project in the Caribbean: PV Hybrid System on the
] Island of St. Eustatius,» SMA, 24 Mayo 2016. [En línea]. Available:
<https://www.sma-sunny.com/en/flagship-project-in-the-caribbean-pv-hybrid-system-on-the-island-of-st-eustatius/>.
- [20] T. Beker, Interviewee, *St. Eustatius: 100 Percent Caribbean Solar Power*.
] [Entrevista]. 14 Diciembre 2017.
- [21] A. Baars, «SMA. St. Eustatius: 100% Solar Power in the Caribbean,» 14 Diciembre
] 2017. [En línea]. Available: <https://www.sma-sunny.com/en/st-eustatius-100-solar-power-in-the-caribbean/>.
- [22] Van Weijsten Management Consultancy, «Feasability Study Renewable Electricity
] Generation Phase 3: The next step for STUCO.,» 2019.
- [23] M. Chupka, «End-of-Life Management of Lithium-ion Energy Storage Systems,»
] U.S. Energy Storage Association, 2020.
- [24] ACM, «Explanation of tariff regulation in the Caribbean Netherlands,» Den Haag,
] 2017.
- [25] Energy Regulators Regional Association (ERRA), «Determination of the
] Regulatory Asset Base after Revaluation of License Holder's Assets,» ERRA,
Arnhem, 2009.
- [26] ACM, «Calculating the WACC for energy and water companies in the Caribbean
] Netherlands,» Netherlands Authority for Consumers and Markets, 2016.

- [27 F. Schelleman y B. van Weijsten, «Renewable Energy Future for the Dutch Caribbean Islands Bonaire, Sint Eustatius and Saba,» Schelleman and VanWeijsten, Sustainable Energy Consultancy, 2016.
- [28 US. Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook 2021,» EIA, 2021. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=1-AEO2021®ion=0-0&cases=ref2021~aeo2020ref&start=2019&end=2050&f=A&linechart=~~~~ref2021-d113020a.42-1-AEO2021~aeo2020ref-d112119a.42-1-AEO2021&map=&ctype=linechart&chartindexed=2&sid=ref2021-d113020a>.
- [29 C. Wesley y A. W. Frazier, «Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2020.
- [30 National Renewable Energy Laboratory, «Annual Technology Baseline,» NREL, 2020. [En línea]. Available: <https://atb.nrel.gov/electricity/2020/about.php>.
- [31 G. Medrano Arana, «El éxito de los sistemas de almacenamiento con baterías,» Norvento Enerxía, 2 Agosto 2019. [En línea]. Available: <https://www.norvento.com/blog/almacenamiento-baterias/>.
- [32 M. Masson, D. Ehrhardt y V. Lizzio, «Sustainable Energy PATHS FOR THE CARIBBEAN,» Inter-American Development Bank, 2020.
- [33 H. Voncken, «Solar Park Saba: good for the environment, not yet great for the wallet,» Caribbean Network, 2019. [En línea]. Available: <https://caribbeannetwork.ntr.nl/2019/04/22/solar-park-saba-good-for-the-environment-not-yet-great-for-the-wallet/>.
- [34 U. Nations, «About Small Island Developing States,» United Nations, 2021. [En línea]. Available: <https://www.un.org/ohrlls/content/about-small-island-developing-states>.
- [35 Naciones Unidas, «La Agenda para el Desarrollo Sostenible,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>. [Último acceso: 19 11 2020].
- [36 Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible - Objetivo 7,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>. [Último acceso: 19 11 2020].
- [37 Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible - Objetivo 9,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/infrastructure/>. [Último acceso: 19 11 2020].
- [38 Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible - Objetivo 13,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>. [Último acceso: 19 11 2020].

- [39] P. Sanchez Molina, «Enel Green Power España: fotovoltaica y almacenamiento en Mallorca,» PV Magazine, 29 5 2020. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2020/05/29/enel-green-power-espana-fotovoltaica-y-almacenamiento-en-mallorca/>. [Último acceso: 24 11 2020].
- [40] A. Colthorpe, «France's grid battery 'experiments' take aim at creating market fit for carbon neutrality,» Energy Storage News, 3 2020. [En línea]. Available: <https://www.energy-storage.news/news/frances-grid-battery-experiments-take-aim-at-creating-market-for-carbon-neu>. [Último acceso: 24 11 2020].
- [41] G. G. E. f. a. T. P. Vehicle, «U.S. Environmental Protection Agency,» 2014. [En línea]. Available: <https://nepis.epa.gov>.
- [42] Cambridge Economic Policy Associates Pty Ltd, «FUTURE REGULATORY OPTIONS FOR ELECTRICITY NETWORKS,» ENERGY NETWORKS ASSOCIATION (ENA) AND COMMONWEALTH SCIENTIFIC AND INDUSTRIAL RESEARCH ORGANISATION (CSIRO) , 2016.

ANEXOS

ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Todos los miembros de las Naciones Unidas aprobaron en 2015 diecisiete objetivos para el desarrollo sostenible. Establecen las metas y medidas para el 2030 para “poner fin a la pobreza, proteger el planeta y mejorar las vidas y las perspectivas de las personas en todo el mundo”. [35]

Este proyecto tiene dos perspectivas claras, el impacto financiero sobre el consumidor final y el impacto medioambiental. Estos impactos se tornan en objetivos del proyecto, buscando un equilibrio que permita minimizar el impacto medioambiental del sistema de suministro eléctrico de San Eustaquio sin penalizar al consumidor final con altos precios tarifarios.

Estos objetivos se alinean con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible:

Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna

Tratándose de un proyecto sobre un método de generación de energía renovable y su integración en el sistema de la isla, es evidente la alineación con este objetivo. Sin embargo, este proyecto contribuye de varias maneras distintas a este objetivo.

Primero, garantiza el acceso de la población de la isla a una energía limpia, en lugar de energía a partir de diésel, convirtiendo el mix energético de la isla en sostenible y buscando mejorar esta sostenibilidad. Sirve como justificación de una ampliación de la planta fotovoltaica y su almacenamiento, demostrando que las energías sostenibles tienen beneficios mas allá de mejorar la huella de carbono del sistema.

Uno de estos beneficios es el ahorro de costes de combustible, que permiten una bajada en la tarifa gracias al sistema tarifario orientado a costes. Supone que los ciudadanos de San Eustaquio tengan energía cada vez más asequible y limpia.

Finalmente, el sistema de almacenamiento presenta seguridad de suministro frente a un sistema apoyado solamente sobre generadores diésel, y usa tecnologías pioneras de control de redes que aseguran que los consumidores tienen acceso a energía moderna. [36]

Se alinea por tanto con todas las metas incluidas dentro de este objetivo, como pueden ser las de el aumento de energía renovable, o la ampliación de infraestructuras para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles. Este objetivo menciona la importancia en particular de prestar estos servicios energéticos en Pequeños Estados Insulares en desarrollo, a los cuales se puede aplicar este proyecto y el estudio tarifario, demostrando que cumplir las metas de este objetivo es asequible también para este tipo de islas, ya sean estados o formen parte de un país como es el caso.

Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación

La planta solar fotovoltaica, y sobretodo, el almacenamiento, suponen una mejora de la red y su estabilidad. Además, las estructuras fotovoltaicas están diseñadas para resistir huracanes, permitiendo que siga funcionando toda la instalación en las peores circunstancias. Este objetivo es muy importante en la región del Caribe, donde los gastos por destrucción de huracanes son grandes y la recuperación económica tras ellos, lenta. Con infraestructuras resilientes se permite una recuperación rápida, evitando la mayor parte de costes después de un desastre natural.

Además, con el estudio de futura aplicación de este proyecto a otras islas similares, el trabajo se alinea con este objetivo en la fomentación de la tecnología y la innovación sostenibles a la hora de promover la industrialización. Demuestra que la innovación y desarrollo tecnológico pueden ser rentables para pequeñas islas e instalaciones, desmintiendo que las infraestructuras sostenibles suponen un gran coste para los consumidores, los inversores o los gobiernos. Empuja desde el punto de vista de la rentabilidad, gracias a la tarifa, la inversión en energías renovables y redes seguras, apoyándose no solo en el argumento medioambiental. [37]

De este objetivo, se destaca una de las metas: *9.a Facilitar el desarrollo de infraestructuras sostenibles y resilientes en los países en desarrollo mediante un mayor apoyo financiero, tecnológico y técnico a los países africanos, los países menos adelantados, los países en desarrollo sin litoral y los pequeños Estados insulares en desarrollo*. Mientras que San Eustaquio no se considera Pequeño Estado Insular por formar parte de los Países Bajos, si sirve de ejemplo para Pequeños Estados Insulares en Desarrollo, ya que se asemejan en muchos aspectos, como el aislamiento eléctrico, la dependencia de combustibles fósiles y los altos precios de energía eléctrica.

Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos

Este objetivo pretende, desde distintos enfoques, combatir el cambio climático y los efectos en el medioambiente y la población. El mayor enfoque es el de buscar medidas oficiales y gubernamentales que promuevan la lucha el cambio climático y la lleven a cabo. Mientras que este proyecto no supone un apoyo a medidas oficiales, como busca establecer este objetivo, si supone una disminución de emisiones de gases de efecto invernadero en la isla, contribuyendo así a la acción contra el cambio climático. [38]

Solapándose con el objetivo anterior, el objetivo 13 tiene como primera medida “*13.1 Fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales en todos los países*”, a la cual se aporta con la planta fotovoltaica y el almacenamiento como se ha mencionado antes.

Estos tres objetivos a los que más se aporta de los 17 ODS, pudiendo aportar de manera indirecta al resto de ODS.

TABLAS DE RESULTADOS

TARIFA VARIABLE (PRODUCCIÓN) (Financiación Privada)			
Año	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2022	0,2668326	0,2668326	0,2668326
2023	0,3016384	0,3076036	0,3076036
2024	0,3048161	0,3150536	0,3150536
2025	0,2767674	0,3303219	0,3303219
2026	0,2895372	0,3455164	0,3455164
2027	0,3035035	0,3620633	0,3620633
2028	0,3174509	0,3783274	0,3783274
2029	0,3332679	0,3964458	0,3964458
2030	0,3593270	0,4248970	0,4248970
2031	0,3741400	0,4418847	0,4418847
2032	0,3888803	0,4584999	0,4584999
2033	0,3892467	0,4611735	0,4611735
2034	0,4059612	0,4795745	0,4795745
2035	0,4376294	0,4988419	0,4988419
2036	0,4562168	0,5205948	0,5205948
2037	0,4730373	0,5395036	0,5395036
2038	0,4928516	0,5618964	0,5618964
2039	0,5108933	0,5819916	0,5819916
2040	0,5329731	0,6067807	0,6067807
2041	0,5539067	0,6300364	0,6300364
2042	0,5800032	0,6587331	0,7945699
2043	0,6046859	0,6856791	0,8211859
2044	0,6220641	0,7052319	0,9282635
2045	0,6430800	0,7279778	0,9512048
2046	0,6645329	0,7521339	0,9805399
2047	0,6914949	0,7817988	1,0151829
2048	0,7175031	0,8086407	1,0457657
2049	0,7242587	0,8361779	1,0770359
2050	0,7583606	0,8646442	1,1092987

TARIFA VARIABLE (PRODUCCIÓN) (Financiación Europea) (\$/kWh)
--

Año	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2022	0,2668326	0,2668326	0,2668326
2023	0,2641750	0,3076036	0,3076036
2024	0,2699047	0,3150536	0,3150536
2025	0,2434468	0,3303219	0,3303219
2026	0,2577387	0,3455164	0,3455164
2027	0,2731628	0,3620633	0,3620633
2028	0,2885075	0,3783274	0,3783274
2029	0,3044767	0,3952574	0,3952574
2030	0,3214435	0,4133289	0,4133289
2031	0,3383617	0,4311848	0,4311848
2032	0,3548293	0,4483373	0,4483373
2033	0,3568580	0,4515282	0,4515282
2034	0,3751736	0,4704274	0,4704274
2035	0,3942404	0,4901750	0,4901750
2036	0,4153910	0,5123910	0,5123910
2037	0,4342819	0,5317467	0,5317467
2038	0,4560956	0,5545711	0,5545711
2039	0,4760692	0,5750833	0,5750833
2040	0,5000170	0,6002757	0,6002757
2041	0,5227575	0,6239214	0,6239214
2042	0,5399878	0,6423806	0,7888324
2043	0,5524476	0,6557757	0,8158140
2044	0,5718403	0,6760563	0,9232459
2045	0,5874203	0,6921190	0,9469744
2046	0,6158568	0,7220491	0,9805399
2047	0,6452481	0,7529696	1,0151829
2048	0,6627575	0,7810302	1,0457657
2049	0,6902920	0,8097511	1,0770359
2050	0,7136705	0,8393673	1,1092987

TARIFA FIJA (DISTRIBUCIÓN) (\$/kVA/MES)
--

Año	Tarifa
2022	2,5088
2023	2,4322
2024	2,3621
2025	2,2980
2026	2,2390
2027	2,1846
2028	2,1345
2029	2,0882
2030	2,0453
2031	2,0055
2032	1,9685
2033	1,9342
2034	1,9022
2035	1,8725
2036	1,8448
2037	1,8190
2038	1,7949
2039	1,7725
2040	1,7516
2041	1,7321
2042	1,7139
2043	1,6970
2044	1,6812
2045	1,6666
2046	1,6530
2047	1,6403
2048	1,6287
2049	1,6179
2050	1,6079

Emisiones Evitadas (kg CO2/año)

Año	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2022	4.871.876,26	4.871.876,26	4.871.876,26
2023	7.111.399,28	4.847.516,88	4.847.516,88
2024	7.075.842,28	4.823.279,30	4.823.279,30
2025	7.040.463,07	4.799.162,90	4.799.162,90
2026	7.005.260,76	4.775.167,08	4.775.167,08
2027	6.970.234,45	4.751.291,25	4.751.291,25
2028	6.935.383,28	4.727.534,79	4.727.534,79
2029	6.900.706,36	4.703.897,12	4.703.897,12
2030	6.866.202,83	4.680.377,63	4.680.377,63
2031	6.831.871,82	4.656.975,75	4.656.975,75
2032	6.797.712,46	4.633.690,87	4.633.690,87
2033	6.763.723,90	4.610.522,41	4.610.522,41
2034	6.729.905,28	4.587.469,80	4.587.469,80
2035	6.696.255,75	4.564.532,45	4.564.532,45
2036	6.662.774,47	4.541.709,79	4.541.709,79
2037	6.629.460,60	4.519.001,24	4.519.001,24
2038	6.596.313,30	4.496.406,23	4.496.406,23
2039	6.563.331,73	4.473.924,20	4.473.924,20
2040	6.530.515,07	4.451.554,58	4.451.554,58
2041	6.497.862,50	4.429.296,81	4.429.296,81
2042	6.712.489,14	4.654.266,28	0,00
2043	7.032.962,80	4.985.031,06	0,00
2044	6.997.797,99	4.960.105,90	0,00
2045	6.962.809,00	4.935.305,37	0,00
2046	6.927.994,95	4.910.628,84	0,00
2047	6.893.354,98	4.886.075,70	0,00
2048	7.125.527,72	4.861.645,32	0,00
2049	7.089.900,08	4.837.337,09	0,00
2050	7.054.450,58	4.813.150,41	0,00