

Trabajo Fin de Máster

Máster en Ingeniería Industrial

Análisis del impacto económico del almacenamiento energético en el funcionamiento de una subestación de distribución

Autor: Alejandro Pernía Caro

Tutor: Manuel Burgos Payán

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

Dep. Ingeniería eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, Junio 2021



Máster en Ingeniería Industrial
Trabajo Fin de Máster

**Análisis del impacto económico del
almacenamiento energético en el
funcionamiento de una subestación de
distribución**

Autor:

Alejandro Pernía Caro

Tutor:

Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

Dep. de Ingeniería Eléctrica

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Máster: Análisis del impacto económico del almacenamiento energético en el funcionamiento de una subestación de distribución

Autor: Alejandro Pernía Caro

Tutores: Manuel Burgos Payán
Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

Índice General

Capítulo 1. Introducción	13
1.1. Introducción histórica de las baterías.....	14
1.2. Tipos de almacenamiento y aplicaciones.....	16
1.2.1. Nuevas tecnologías de almacenamiento	17
1.3. Objetivos	19
Capítulo 2. Estudio Técnico	21
2.1. Posibles implicaciones	21
2.2. Efecto en la casación de generación y demanda.....	22
2.2.1. Funcionamiento del mercado eléctrico	23
2.3. Impacto de los vehículos eléctricos	25
2.4. Efecto en el mantenimiento y refuerzo de la red y subestaciones	27
2.5. Calidad de suministro	28
2.6. Posibilidad de aplicación de la generación distribuida.....	29
Capítulo 3. Impacto económico de las baterías	33
3.1. Introducción	33
3.2. Modelo del sistema de almacenamiento de energía.....	34
3.3. Formulación de los ahorros de las redes de distribución	34
3.3.1. Aplazamiento de mejoras	34
3.3.2. Servicios auxiliares	35
3.3.3. Reducción de la factura anual por utilización de la red de transmisión de energía.....	36
3.3.4. Gestión de la carga económica del distribuidor.....	37
3.3.5. Administración de la energía de los productores independientes.....	38
Capítulo 4. Caso de estudio	39
4.1. Definición de la red de estudio	39
4.2. Consumo medio de hogares España	40
4.3. Consumo VE.....	41
4.4. Ensayos	42
4.4.1. Demanda punta nocturna sin generación de la batería	42
4.4.2. Demanda punta nocturna con generación de la batería	44
4.4.3. Demanda valle nocturno sin batería	46
4.4.4. Demanda valle nocturno con batería.	47
4.4.5. Demanda punta día sin batería.....	48

4.4.6. Demanda punta día con batería.....	50
4.4.7. Conclusiones de los ensayos.....	51
Capítulo 5. Estimación del ahorro	53
5.1. Determinación de la tecnología	53
5.2. Calculo de índices económicos.....	54
5.2.1. Calculo de retraso de la inversión.....	55
5.2.2. Tasa de inflación i	55
5.2.3. Determinación de la rentabilidad exigida	56
5.2.4. Calculo de la tasa de descuento	56
5.2.5. Determinación del coste de las mejoras.....	56
5.3. Ahorro en aplazamiento de mejoras	58
5.4. Ahorro en servicios auxiliares	59
5.5. Disminución de la potencia contratada.....	60
5.5.1. Coste sin ESS.....	61
5.5.2. Coste con ESS.....	62
5.5.3. Ahorro por potencia contratada	62
5.6. Ahorro en gestión de la carga	62
5.6.1. Ahorro Tipo A	64
5.6.2. Ahorro Tipo B.....	65
5.6.3. Ahorro Tipo C.....	66
5.6.4. Ahorro Tipo D	66
5.6.5. Calculo del ahorro.....	67
Capítulo 6. Costes de un ESS	68
6.1. Coste inicial	68
6.2. Coste de operación y mantenimiento.....	69
Capítulo 7. Análisis económico de la inversión	70
7.1. VAN de la inversión	70
7.1.1. VAN del ahorro	71
7.1.1.1. VAN del ahorro en aplazamiento de las mejoras	71
7.1.1.2. VAN del ahorro en servicios auxiliares.....	71
7.1.1.3. VAN del ahorro por disminución de potencia contratada	71
7.1.1.4. VAN del ahorro en gestión de la carga.....	72
7.1.1.5. Calculo del VAN del ahorro	72

7.1.2. VAN del coste.....	72
7.1.3. Calculo del VAN de la inversión.....	73
7.2. Calculo de la TIR.....	73
7.3. Calculo del tiempo de retorno.....	73
Capítulo 8. Conclusiones y trabajos futuros.....	75
8.1. Conclusiones económicas.....	75
8.2. Estimación de inversiones futuras.....	76
8.2.1. Coste de inversión del 75%.....	77
8.2.2. Coste de inversión del 50%.....	78
8.3. Trabajos futuros.....	79
Bibliografía.....	80
Anexo A. Fichas técnicas.....	83

Índice de figuras

Figura 1. Pila de volta [1]	14
Figura 2. Tipos de baterías	16
Figura 3. Tecnología solar fuel [4].	18
Figura 4. Esquema del CES[4].	19
Figura 5. Demanda diaria [9].....	22
Figura 6. Curva agregada de oferta y demanda [8]	24
Figura 7. Potencia eléctrica contratada por hogar [9].....	26
Figura 8. Demanda de la carga de un VE [10]	26
Figura 9 Autonomía de vehículos eléctricos	27
Figura 10. Caso base de estudio	40
Figura 11. Punta nocturna sin batería. Elaboración propia con PowerWorld.	43
Figura 12. Ensayo punta nocturna con generación de la batería. Elaboración propia con PowerWorld.....	44
Figura 13. Ensayo valle nocturna sin conexión de la batería. Elaboración propia con PowerWorld.....	46
Figura 14. Ensayo valle nocturna con conexión de la batería. Elaboración propia con PowerWorld.....	47
Figura 15. Ensayo punta día sin conexión de la batería. Elaboración propia con PowerWorld.....	49
Figura 16. Ensayo punta día con conexión de la batería. Elaboración propia con PowerWorld.....	50

Índice de tablas

Tabla 1 Tabla de potencia instalada Nacional [7]	23
Tabla 2 TIEPI y NIEPI Zonal [12]	29
Tabla 3. Longitud de circuitos en km función de las tensiones de transporte en la España peninsular a 31 de Diciembre de 2019[7].....	31
Tabla 4. Contingencias red de transporte. Extraído del BOE [13]	31
Tabla 5 Consumo medio de energía eléctrica en viviendas españolas	41
Tabla 6. Capacidad de líneas punta nocturna	43
Tabla 7. Tensiones en los nodos del ensayo punta nocturna sin generación de las baterías.....	44
Tabla 8. Capacidad de las líneas punta nocturna con batería	45
Tabla 9. Tensiones en los nodos en el ensayo de punta nocturna con generación de batería.	45
Tabla 10. Capacidad de las líneas valle nocturno sin batería	46
Tabla 11. Tensiones en los nodos en el ensayo de valle nocturno sin batería.....	47
Tabla 12. Capacidad de las líneas valle nocturno con batería.....	47
Tabla 13. Tensiones en los nodos en el ensayo de valle nocturno con batería.....	48
Tabla 14. Capacidad de las líneas punta día sin batería	49
Tabla 15. Tensiones en los nodos en el ensayo de punta de día sin batería.	50
Tabla 16. Capacidad de las líneas punta día con batería	50
Tabla 17. Tensiones en los nodos en el ensayo de punta de día con batería.	51
Tabla 18 Datos de tecnología VRB [6]	54
Tabla 19. Estimación de costes de ampliación de subestación.....	58
Tabla 20 Tarifas de suministro eléctrico [20].....	60
Tabla 21 Tarifas de electricidad tipo 6 [20]	60
Tabla 22. Termino de potencia en tarifa 6.2 [21]	61
Tabla 23. Periodos tarifarias tarifa 6.2 [20].....	63
Tabla 24 Termino de consumo de energía en tarifa 6.2 [21].....	64

Tabla 25. Resumen de indicadores económicos de la inversión.	76
Tabla 26 Resultado económico con coste de inversión del 75%.....	77
Tabla 27 Resultado económico con coste de inversión del 50%.....	78

Capítulo 1. Introducción

Desde que el ser humano descubrió la electricidad y sus aplicaciones siempre se ha tenido que cumplir el equilibrio entre producción y demanda de energía eléctrica, luego se ha visto obligado a desarrollar todo el sistema eléctrico siguiendo esta ley inquebrantable. Aunque las baterías son conocidas desde hace siglos su uso se ha visto relegado a aplicaciones concretas y de baja demanda, pero nunca se han podido aplicar con éxito a la red eléctrica. Por tanto si se consiguiera desarrollar un sistema rentable y eficiente de almacenamiento esta ley podría romperse, pudiendo elegir los momentos de producción y almacenando la energía para cuando los consumidores decidan consumirla. Este hecho que puede parecer a simple vista poco relevante, acabará provocando un cambio drástico en nuestro sistema eléctrico a todos los niveles, ya que estamos especializados y centrados en la casación de producción y demanda lo cual hemos llegado a dominar tras años de experiencia.

Si nos paramos a pensar se podría llegar a decir que estamos ante la siguiente revolución de la humanidad, lo cual si conseguimos aprovechar podría provocar que lleguemos a usar solo energías renovables, ya que están no podemos elegir cuando producirlas y con el almacenamiento esto dejaría de ser un inconveniente.

También necesitamos el desarrollo de tecnologías las cuales puedan sostener la estabilidad del sistema que hoy tenemos gracias a los grandes generadores y su enorme inercia o simplemente cambiar de arriba abajo la concepción de nuestro sistema y evitar la necesidad de dicha estabilidad.

Este trabajo de fin de máster se centrará en el efecto de la implantación de almacenamiento en la red de distribución tal como las conocemos hoy en día, a nivel técnico y económico, dejando los estudios de posibles cambios radicales del sistema para posibles futuras investigaciones.

1.1. Introducción histórica de las baterías.

A finales del año 1799 Alessandro Volta, profesor de filosofía natural de la universidad de Pavia, buscaba aprovechar la tendencia de las cargas eléctricas a traspasar electrones de un ánodo a un cátodo y construyó la primera pila (Figura 1 [1]).

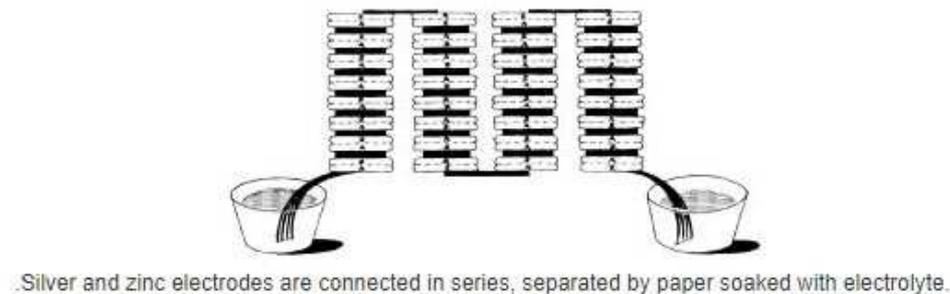


Figura 1. Pila de volta [1]

Una batería está compuesta por dos electrodos. El ánodo tiende a ceder electrones, quedándose con carga positiva. Y el cátodo recibe los electrones, consiguiendo carga negativa. Debido a esto al conectarlos, los electrones fluyen y realizan un trabajo que podemos aprovechar.

Aunque los electrones se mueven del ánodo al cátodo por atracción debido a que las cargas del mismo signo se repelen y la acumulación de electrones en el cátodo llega un punto en que las fuerzas de repulsión superan a las de atracción, por lo que se detiene el flujo. Para mantener la corriente continua hay que redistribuir las corrientes en su interior. Esto lo conseguimos llevando del ánodo hasta el cátodo iones de carga positiva, lo conseguimos a través de un electrolito (sustancia o cuerpo que se descompone en la electrolisis). El electrolito puede ser sólido o líquido.

La capacidad energética de la batería está ligada a la duración del ánodo, es decir, el ánodo va perdiendo material al ceder sus electrones y sus iones de carga positiva que quedan se verán atraídos hacia el cátodo, por lo que el material se irá degradando. Al aplicar una carga eléctrica inversa recargaremos la batería revirtiendo el proceso, aunque en cada ciclo se irá degradando el material llegando a su fin de vida útil.

El siguiente hito en la historia de las baterías es la pila de Daniell, la cual fue inventada por el químico inglés John Frederick Daniell. Esta pila utilizaba una solución de sulfato de cobre y de sulfato de Zinc [1].

La celda de Grove es una modificación de la pila de Daniell que fue inventada por William Robert Grove en 1839. Estaba constituida por un ánodo de zinc sumergido en ácido sulfúrico y un cátodo de platino sumergido en ácido nítrico que estaban separados por una capa de barro poroso. Esta pila suministraba una corriente elevada y un voltaje casi dos veces mayor al de la pila de Daniell [1].

En 1840 el químico alemán Robert Wilhelm Bunsen introdujo mejoras en la celda de Grove, que consistían en la sustitución del cátodo de platino por uno de carbono en forma de carbón pulverizado y coque (Combustible obtenido de la calcinación o destilación seca de carbón mineral; está compuesto de carbono y tiene un alto poder calorífico [2]).

En 1859, Gaston Planté inventó la batería de plomo-ácido, la primera batería que podía recargarse haciendo pasar una corriente en sentido inverso a través de ella. Una batería de plomo-ácido se compone de un ánodo de plomo y un cátodo de dióxido de plomo sumergidos en ácido sulfúrico. Ambos electrodos reaccionan con el ácido para producir sulfato de plomo, pero la reacción en el ánodo de plomo libera electrones mientras que la reacción en el óxido de plomo los capta, lo que produce una corriente. Estas reacciones químicas pueden ser revertidas mediante la aplicación de una corriente en sentido inverso. [1]

En 1866, Georges Leclanché inventó una batería que consistía en un ánodo de zinc y un cátodo de dióxido de manganeso envueltos en un material poroso, sumergidos en un frasco de disolución de cloruro de amonio. El cátodo de dióxido de manganeso estaba mezclado con un poco de carbono que mejoraba la conductividad y la absorción de electrolitos.

En 1887, Carl Gassner patentó una variante de la celda Leclanché que llegó a ser conocida como la pila seca, ya que no tiene un electrolito líquido libre. En vez de eso, mezcló el cloruro de amonio con yeso de París para crear una pasta, con un poco de cloruro de zinc añadido para prolongar la vida útil. El cátodo de dióxido de manganeso se sumerge en la pasta, y ambos fueron encerrados en una carcasa de zinc, que también actuaba como ánodo.

A diferencia de las pilas húmedas, la pila seca Gassner era más sólida, no requería mantenimiento, no se derramaba y podría ser utilizado en cualquier orientación.

En 1899, un científico sueco llamado Waldmar Jungner inventó la batería de níquel-cadmio, una batería recargable que tenía electrodos de níquel y cadmio en una disolución de hidróxido de potasio.

Hasta finales de la década de 1950 la batería de zinc-carbono siguió siendo una popular batería de células primarias, pero la duración relativamente baja de esta batería obstaculizaba las ventas. Las primeras pilas alcalinas eran similares a la de carbono-zinc pero sustituyendo el electrolito por hidróxido de potasio (KOH). Tomaron su nombre de alcalinas del metal alcalino que las compone, el potasio.

En la década de los 70s se desarrollaron las pilas de litio.

En la década de 1980, el químico estadounidense John B. Goodenough dirigió un equipo de investigación de Sony que produciría finalmente la batería de iones de litio, recargable y una versión más estable de la batería de litio.

En 1996, se lanzó al mercado la batería de polímero de ion de litio. Estas baterías alojan su electrolito en un polímero sólido compuesto en lugar de en un disolvente líquido, y los electrodos y los separadores se laminan entre sí. Esta última

diferencia permite que la batería pueda quedar encerrada en una envoltura flexible en lugar de una carcasa metálica rígida, lo que significa que este tipo de baterías puede ser fabricado específicamente para adaptarse a un dispositivo en particular. También tienen una densidad de energía mayor que las baterías de iones de litio normal.

1.2. Tipos de almacenamiento y aplicaciones.

Anteriormente se ha hablado sobre la historia de las baterías químicas que son las más utilizadas en nuestra sociedad, hay que comentar que esto no quiere decir que sean las idóneas ni las únicas, simplemente son las más conocidas y su uso está bastante extendido.

En este apartado se va a comentar los distintos tipos de baterías y los distintos usos que estas pueden tener. La figura 4 muestra los tipos de baterías más convenientes para cada aplicación en función de la potencia que pueden aportar y la capacidad de almacenamiento. [3]

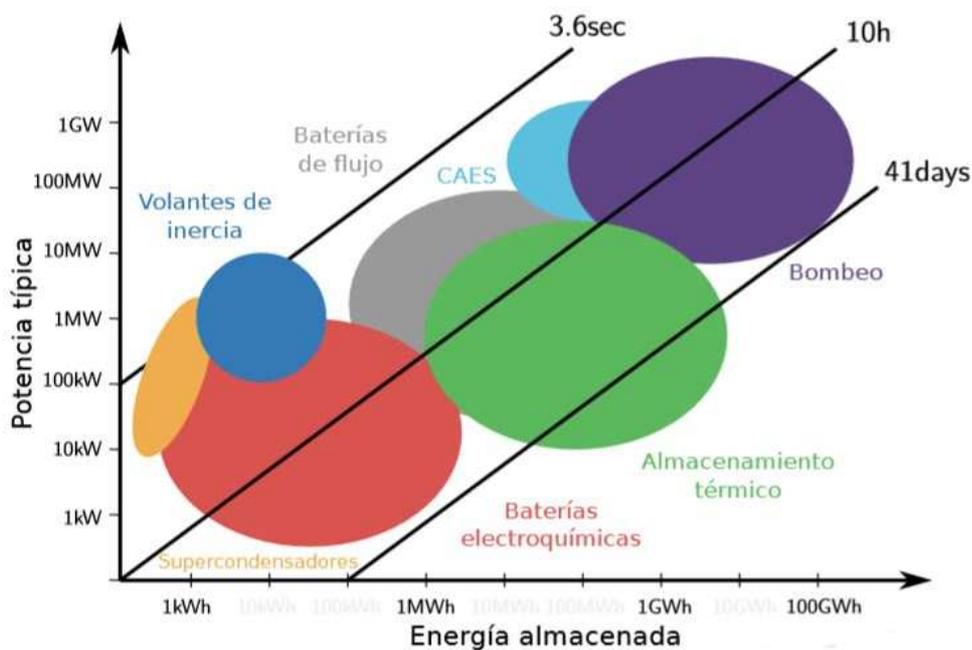


Figura 2. Tipos de baterías

Podemos dividir los tipos de baterías en siete, en función de la energía almacenada y la potencia que pueden suministrar.

A la izquierda en naranja tenemos los supercondensadores los cuales nos pueden aportar una potencia en torno al megavatio pero cuentan solo con una capacidad de almacenaje del orden del kilovatio hora.

Por esta zona también se encuentra en azul los volantes de inercia, los cuales cuentan con una potencia algo superior, hasta diez megavatios y una capacidad de almacenaje cercana a los diez kilovatios hora.

En rojo tenemos las baterías electroquímicas las cuales son muy versátiles, contando con una potencia que oscila del orden de los vatios hasta el megavatio. En cuanto a energía almacenada varía del vatio hora hasta el megavatio hora. Esto las convierte en las más utilizadas.

En el centro en gris tenemos las baterías de flujo las cuales están comprendidas en potencia en el rango de decenas de kilovatios hasta un máximo de cien megavatios. En cuanto a su capacidad nos movemos de cien kilovatios hora hasta cientos de megavatios hora.

Aquí tenemos en verde el almacenamiento térmico con un rango en potencia de diez kilovatios hasta decenas de megavatios. En almacenamiento variamos del megavatio hora hasta diez gigavatios hora.

En celeste tenemos las “Compressed Air Energy Storage”, que consisten en almacenamiento de aire comprimido. Tienen poca variación de potencia, entre decenas de megavatios y un gigavatio. Para la capacidad ocurre lo mismo, van desde decenas de megavatios hora hasta el gigavatio hora.

Por último a la derecha en morado tenemos la fuente más importante de almacenamiento y la más limpia, las estaciones de bombeo de agua. Su potencia varía de decenas de megavatios hasta decenas de gigavatios y su almacenamiento de decenas de megavatios hora hasta un máximo de cientos de gigavatios hora. Por sus limitaciones geográficas están muy limitadas.

1.2.1. Nuevas tecnologías de almacenamiento

En este apartado vamos a hablar sobre tecnologías de almacenamiento que todavía están en fase de desarrollo y estudio las cuales pueden ser muy interesantes en un futuro no muy lejano para aplicarlas a nuestro sistema eléctrico, estas nuevas tecnologías están descritas en el artículo “Progress in electrical energy storage system: A critical review” [6]. A continuación describimos varias de estas aplicaciones que están comenzando a utilizarse en el ámbito del almacenamiento energético:

- Solar Fuel: Consiste en concentrar la luz solar en un pequeño punto con la ayuda de espejos parabólicos, capturándola y consiguiendo energía calorífica. Esta energía calorífica la usaremos para provocar una reacción endotérmica y obtener un combustible que se puede transportar y almacenar para utilizar a demanda y transformarlo en energía eléctrica. Se producen distintos de combustibles solares los cuales están en desarrollo.

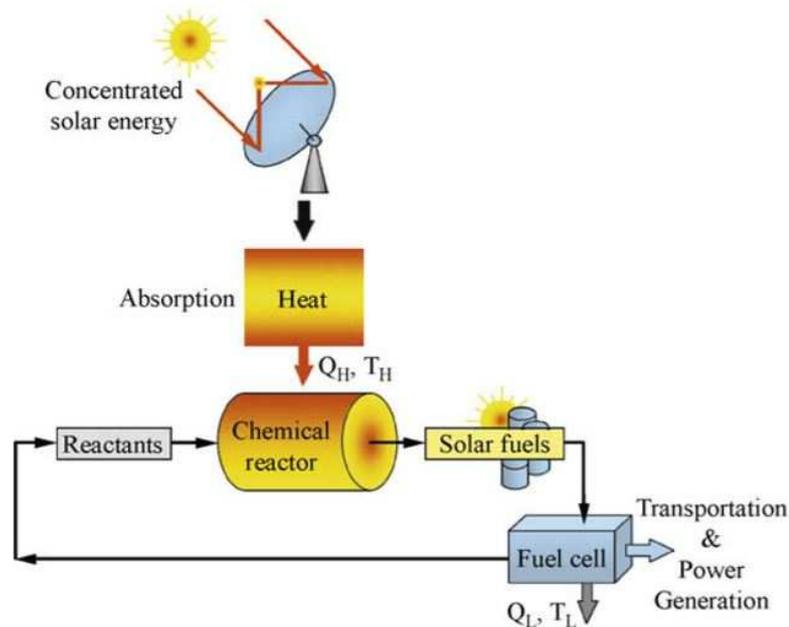


Figura 3. Tecnología solar fuel [4].

- CES (Cryogenic energy storage): Se utiliza en una planta de generación en la cual se utilizan tanto las pérdidas de calor como la electricidad sobrante en las horas valle para calentar el líquido criogénico, este se usara para activar un motor (producción de electricidad). La mayor ventaja que tiene esta aplicación es la compatibilidad con cualquier tipo de planta de potencia, especialmente con las que es mas fácil extraer las pérdidas caloríficas.

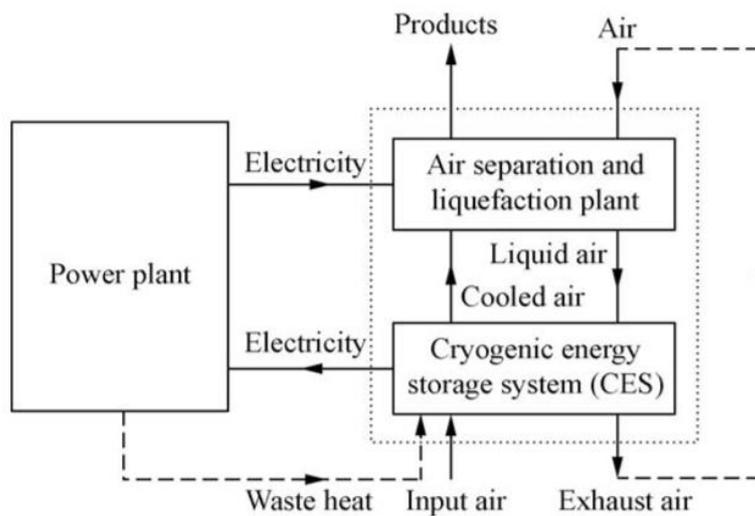


Figura 4. Esquema del CES[4].

- VE (Vehículos eléctricos): Aunque en este estudio nos vamos a centrar en la distribución, es decir, media tensión, cabe destacar que en la baja tensión está apareciendo poco a poco este fenómeno, por eso hay que destacarlo.

En realidad la presencia a nivel generalizado de los VE en los hogares provocará un cambio radical a nuestro sistema, ya que supondrá una carga muy importante, pero a su vez un sistema muy distribuido de pequeñas baterías las cuales se podrían aprovechar para el sistema.

1.3. Objetivos

El objetivo de este trabajo fin de master es hacer un estudio sobre como afectara la irrupción de las baterías en el sistema de distribución de energía eléctrica, en este caso se estudiara desde el punto de vista de una pequeña red de distribución privada conectada por uno de sus extremos a la red, cabe mencionar que también se podría aplicar al caso de una subestación de una compañía distribuidora. En este ejemplo se plantea una instalación industrial con una base de vida para sus trabajadores.

Para lograrlo se van a abordar varios puntos:

-Estudio técnico: se enumeran los tipos de almacenamiento actuales los cuales se pueden implementar a día de hoy con mayor o menor complejidad y seleccionando el tipo de tecnología más conveniente para cada aplicación concreta. También se abordara

en el caso de estudio el efecto que puede provocar en una pequeña red de distribución eléctrica.

-Estudio económico: se valorara el efecto que puede tener la irrupción de las baterías para una compañía distribuidora, desde la parte del ahorro en ampliaciones y mejoras de las redes actuales. También se comentara el posible interés que puede tener para una empresa la posible instalación y explotación de centros de almacenamientos distribuidos conectados a la red de distribución, en el cual se jugara la oferta y la demanda con el fin de buscar un beneficio económico.

Por último, aunque no será objeto del estudio, cabe mencionar que se hablara sobre la compatibilidad de la instalación de los sistemas de almacenamiento con la generación distribuida y con la proliferación de los vehículos eléctricos.

Hay que resaltar que este estudio parte de 2 artículos científicos, los cuales son:

-“Application of demand side response and energy storage to enhance the utilization of the existing distribution network capacity” [5]

- “Impact of energy storage cost on economical performance in a distribution substation”[6]

Capítulo 2. Estudio Técnico

En este capítulo se va a estudiar cómo afectaría la instalación de puntos de almacenamiento en la red de distribución (a partir de ahora se denominará ESS, Energy Storage System) y por tanto en los equipos que componen a esta, es decir, en las subestaciones, aparataje y cableado de media tensión. Por tanto este capítulo se centra más en el apartado tecnológico del efecto del ESS en la red de distribución.

2.1. Posibles implicaciones

Actualmente la red de distribución está muy ligada a las cargas conectadas a la red, esto implica que se diseñen para conseguir cubrir esta demanda en el peor de los casos (horas punta) de tal forma que a medida que vamos aguas abajo la red se va “debilitando”, es decir, la energía no puede circular en los últimos tramos por caminos alternativos. A medida que nos desplazamos aguas arriba las líneas se vuelven más críticas al transportar más energía por lo que vamos teniendo opciones alternativas de transporte de un punto a otro.

Esta idea según la cual se diseñan las redes de distribución es una buena forma de asegurar el suministro en su mayor parte, dejando menos cubiertas las cargas menos importantes, pero ¿qué pasaría si pudiéramos almacenar energía cerca de los puntos de consumo finales?

Esta simple pregunta lleva a dos posibles implicaciones:

-1) Si podemos almacenar la energía podríamos aprovechar las horas en las que la demanda es baja (horas valle) y, en consecuencia, la red está menos cargada (menos pérdidas), para almacenar energía y en las horas en las cuales la demanda es alta (horas punta), consumir esta energía localmente para no tener que transportar desde la generación toda la demanda.

-2) Si tenemos energía almacenada cerca del consumo podemos “relajarnos” en cuanto a la fiabilidad de la red de distribución, ya que con un buen almacenaje se podría dar tiempo suficiente para reparar los defectos ocurridos en la red.

2.2. Efecto en la casación de generación y demanda

Lo primero que hay que ver es como es la curva de demanda de forma general, para tener este dato lo más actualizado posible y al ser representativa la forma más que los valores, se decide tomar la curva de un día tal como el 7/10/2019 en la España peninsular. Se obtiene el gráfico de la Figura 7 [7]

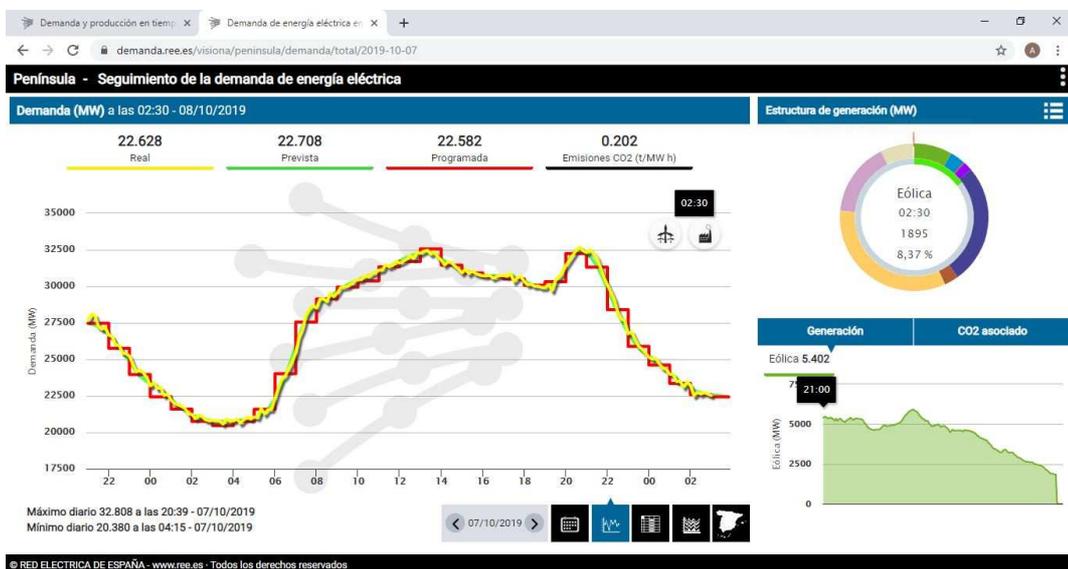


Figura 5. Demanda diaria [9]

De este gráfico podemos resaltar los siguientes datos. Tenemos una demanda pico de unos 32500 MW y se da en torno a las 13:00 y se repite a las 21:00. Tenemos una demanda mínima de unos 20000 MW y se da en torno a las 03:00 horas.

Solo observando este gráfico vemos que se podría hacer una producción media y sostenerla durante todo el día, de tal forma que en las horas valle se almacenara energía y en la punta se volcara energía a la red desde este almacenamiento, haciendo el sistema más eficiente dado que esto nos permite reducir la capacidad de generación necesaria.

A continuación se muestra la Tabla 1, proporcionada por REE [7], con la evolución de la potencia instalada en los últimos años en España.

Tabla 1 Tabla de potencia instalada Nacional [7]



Potencia instalada nacional (MW)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidráulica convencional y mixta	17.033	17.030	17.049	17.049	-	-	-
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329	3.329	-	-	-
Hidráulica	20.362	20.359	20.378	20.378	-	-	-
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117	-	-	-
Carbón	10.004	10.004	10.030	9.683	-	-	-
Fuel + Gas	2.490	2.490	2.490	2.503	-	-	-
Ciclo combinado	26.670	26.670	26.284	26.284	-	-	-
Hidroeléctrica	11	11	11	11	-	-	-
Resto hidráulica ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-
Eólica	23.050	23.130	23.507	23.886	-	-	-
Solar fotovoltaica	4.686	4.688	4.714	5.970	-	-	-
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	-	-	-
Térmica renovable/Otras renovables ⁽²⁾	858	860	865	880	-	-	-
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ⁽³⁾	5.979	5.814	5.741	5.695	-	-	-
Residuos no renovables ⁽⁴⁾	497	497	491	490	-	-	-
Residuos renovables ⁽⁴⁾	162	162	162	160	-	-	-
Total	104.647	104.108	104.094	105.362	-	-	-

⁽¹⁾ Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). A partir de 2015 están incluidas en hidráulica convencional y mixta.
⁽²⁾ Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.
⁽³⁾ Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.
⁽⁴⁾ Potencia incluida en térmica renovable y térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración hasta el 31/12/2014.

Comentando la capacidad máxima de generación, esta situación es más grave dado que la potencia instalada es superior a los 32500 MW de punta antes comentada. En nuestro caso contamos para 2019 con unos 105362 MW instalados, dado que en las épocas de verano e invierno se dan picos mayores de demanda y hay que cubrirlos y además el sistema está sobredimensionado en cuanto a la capacidad instalada para asegurar el suministro en las situaciones más desfavorables.

Se puede apreciar que la potencia instalada es del orden de tres veces la punta de demanda del día ejemplo que se ha tomado. Esto refuerza la idea de que un buen almacenamiento correctamente diseñado puede reducir mucho tanto la potencia instalada como la capacidad de la red de transporte y distribución necesaria para un sistema eléctrico como el nuestro.

Como conclusión de este punto se puede ver que si contáramos con un sistema fiable y eficiente de almacenamiento a gran escala se podría cambiar la configuración del sistema eléctrico.

2.2.1. Funcionamiento del mercado eléctrico

Sin entrar en detalles, ya que es un sistema complejo, se puede decir que el mercado eléctrico funciona a modo de subasta grosso modo. El precio de la energía se

Capítulo 2. Estudio Técnico

fija con una subasta energética en la cual los compradores (compañías distribuidoras) se ofrecen a pagar un precio máximo (€/MWh) por una determinada cantidad de energía. Por su lado los generadores ofrecen su generación energética a un cierto precio (€/MWh) al que están dispuestos a vender la cantidad de energía producida. La casación entre las ofertas de compra y venta la realiza el operador del mercado (OMIE) de forma horaria, para todo el día siguiente.

Con estos datos se consigue una curva de demanda y otra de oferta. Al poner las 2 curvas en una misma grafica llegaran a cortarse en un punto, este punto nos da el precio de la energía en este tramo horario (casación simple).

Entraran a formar parte los compradores que estaban dispuestos a pagar es precio o más, teniendo que pagar el precio resultante de la casación. Y por otro lado entraran a producir los generadores que estaban dispuestos a vender a un precio igual o menor al de la casación, cobrando el precio resultante de la casación.

En España este mercado está regulado por la Omie (Operador del Mercado Ibérico de la Energía), la cual incluye también a Portugal. Un ejemplo de casación del mercado diaria para una hora concreta es el que se muestra en la Figura 8[8]



Figura 6. Curva agregada de oferta y demanda [8]

Si nos paramos a pensar en cómo encajar unos sistemas de acumulación de energía en este mercado podemos tomar de referencia el sistema de funcionamiento de las centrales de bombeo hidráulicas, las cuales son un tipo de almacenamiento y están asentadas en nuestro sistema. Estas centrales compran la energía cuando están a precios bajos es decir en las horas valle y la venden en las horas punta cuando está el precio más alto, así consiguen obtener rentabilidad de haber almacenado esta energía (y compensar las pérdidas que se producen en el ciclo de bombeo).

Por tanto si nuestros sistemas de almacenamiento siguieran este mismo sistema, es decir, comprando y almacenando en horas valle (comprando barato) y vendiendo y exportando energía en horas punta (vendiendo en horas punta) su negocio y el beneficio para el sistema eléctrico estarían alineados haciendo viables este tipo de plantas de

almacenamiento en un futuro tanto para la red como económicamente para sus propietarios.

En cuanto a los consumidores, se verán afectados con una bajada del precio de la energía, ya que estas plantas de almacenamiento compran la energía en horas valle (precios bajos) y venden en horas punta en las que los precios ofertados son mayores, desplazando fuera de la casación a los productores con precios más altos.

En cuanto al medioambiente, se verá beneficiado debido a que la energía que compraran estas centrales de almacenamiento será producida en su mayor parte por generadores renovables, dejando fuera a los generadores convencionales.

2.3. Impacto de los vehículos eléctricos

- La proliferación del Vehículo eléctrico (VE a partir de ahora) en las casas conlleva varios cambios en nuestro sistema tal como lo conocemos. Estos cambios son: aumentos de demanda por parte de los consumidores y conexión de baterías distribuidas a la red. Aumento de la demanda: los coches eléctricos cuando están cargándose son para la red una carga nada despreciable (si tenemos en cuenta que se conectarán muchos a la red en un periodo de tiempo acotado (lo esperado es que se conecten por la noche en la gran mayoría de hogares). A continuación, la Figura 9 muestra una estimación de la demanda durante la carga de un VE del modelo Renault Fluence ZE. como puede verse, la carga supone una demanda de potencia de la red de entre 2.5 y 3.75 kW. Si se tiene en cuenta que la potencia media contratada en España es del orden de 3.5 kW [11] puede deducirse que el despliegue del VE obligará a un refuerzo de las redes actuales. Además, cabe esperar que estas cargas tengan un elevado coeficiente de simultaneidad, ya que la mayoría de los usuarios cargarán sus vehículos a la vuelta del trabajo. Al iniciarse la carga en la tarde noche, coincidirá con el pico de demanda nocturno de las 21:00 h, por lo que cabe esperar que se produzca, además, un significativo incremento del pico en esas horas del día.

Potencia eléctrica contratada por el hogar (porcentaje de hogares)

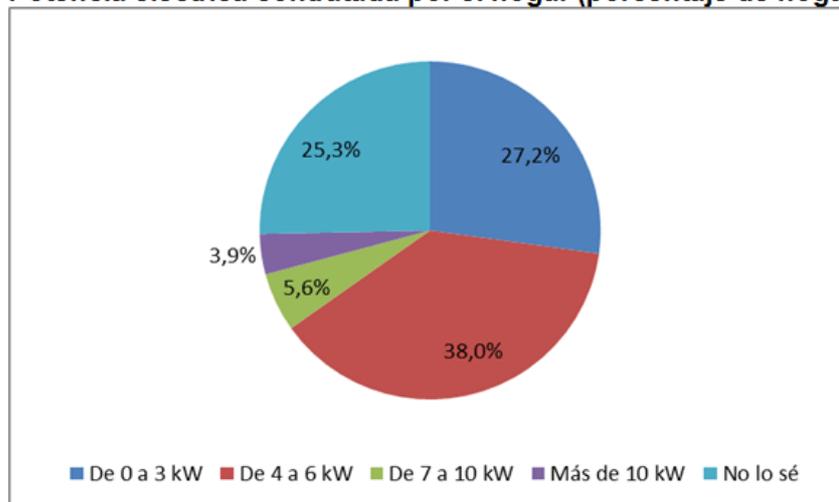


Figura 7. Potencia eléctrica contratada por hogar [9]

Regímenes de carga del VE

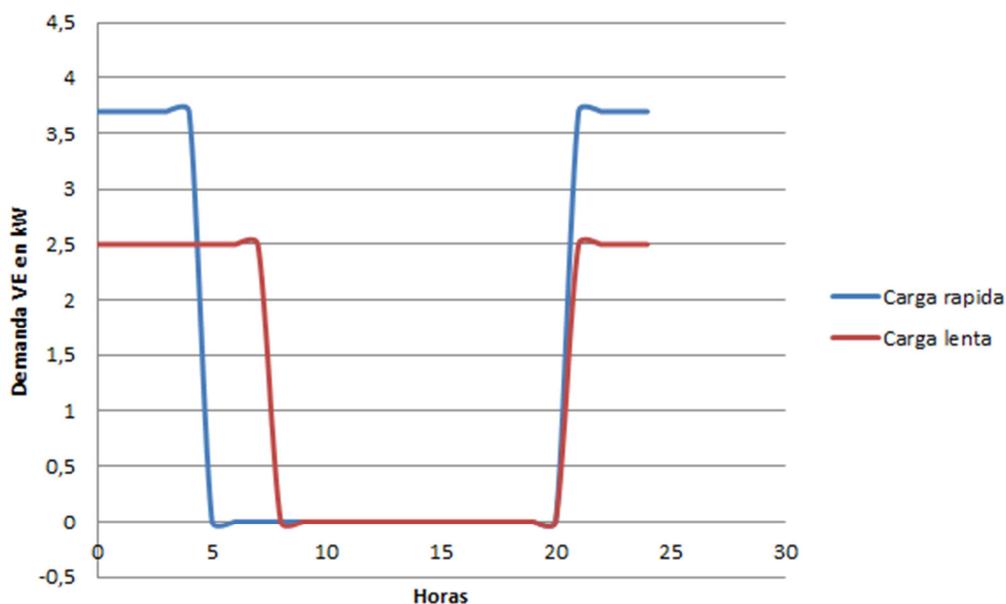


Figura 8. Demanda de la carga de un VE [10]

- Conexión de baterías distribuidas a la red: además de una carga, estos VE son unas baterías por lo que si se conectaran con contadores bidireccionales inteligentes a la red pueden hacer las veces de “generador”, esto provocaría una distribución de baterías de una capacidad nada despreciable a la red. Esto es una posibilidad nada despreciable, teniendo en cuenta las capacidades que se muestran a continuación de varios modelos de coches eléctricos para el año 2018 y viendo como esta capacidad no para de crecer se llega a la conclusión de que no es nada descabellado:

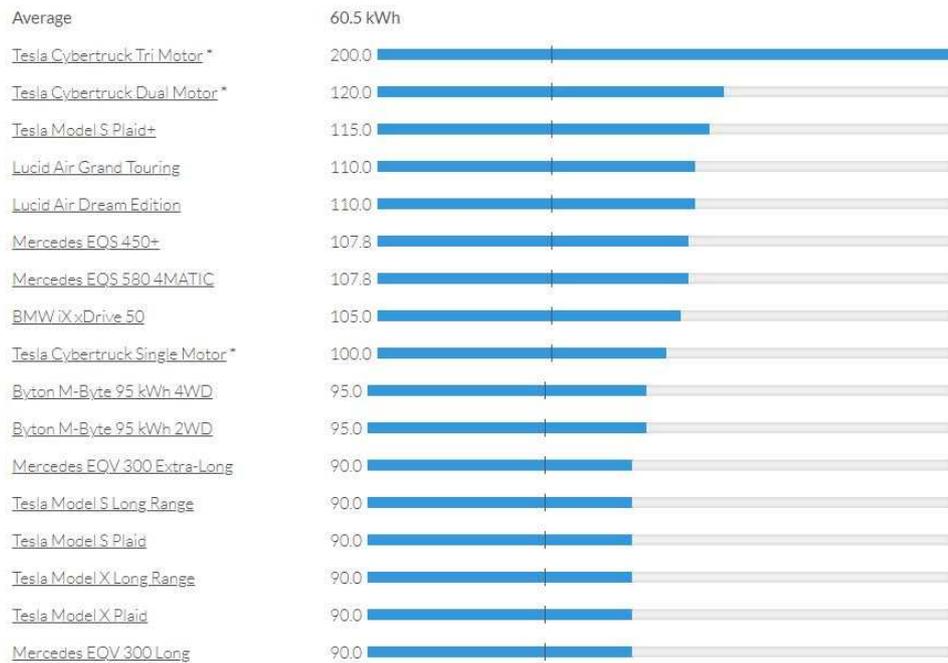


Figura 9 Autonomía de vehículos eléctricos

Por tanto tenemos la posibilidad de tener baterías de 100 kWh distribuidas localmente en los puntos de consumo final en un futuro próximo, esto puede suponer un cambio a gran escala en el sistema eléctrico siendo un posible factor desencadenante del cambio de configuración del sistema eléctrico hacia un sistema de generación distribuida con almacenamiento distribuido.

2.4. Efecto en el mantenimiento y refuerzo de la red y subestaciones

Si aplicamos el almacenamiento en la distribución podemos ver que la red de distribución no tiene necesidad de poder transportar unas cantidades de energía del orden de los valores pico, pudiendo reducirse la capacidad de energía transportada hasta aproximadamente un tercio de lo que actualmente tenemos en capacidad de transporte.

Esto provocará directamente un ahorro en mantenimiento de la red ya que esta se verá reducida considerablemente en dimensión, además al reducirse la necesidad también reducimos proporcionalmente el crecimiento necesario de la red, ya que la necesidad de crecimiento ira ligado al crecimiento de la potencia media demandada y no a los valores pico. Por tanto las compañías distribuidoras se ahorrarían mucho dinero en ampliaciones de la red.

Otro punto antes comentado es que al contar con un almacenamiento de energía fiable aguas abajo, se reduce la criticidad de los puntos aguas arriba de la red por lo que su mantenimiento y dimensionamiento se vería reducido también, conllevando un ahorro.

En cuanto a las pérdidas de energía en el transporte desde la generación hasta el consumidor final, hoy en día el almacenamiento conlleva pérdidas energéticas que varían mucho según la tecnología utilizada, por lo que tendríamos las pérdidas del transporte más las del almacenamiento. En este punto estamos en un escenario peor al cambiar al sistema de almacenamiento distribuido, sin embargo, si vemos este cambio como la puerta a la posible implantación de la generación distribuida este defecto puede reducirse considerablemente.

En cuanto a si es rentable se hará un estudio posteriormente para llegar a una conclusión.

2.5. Calidad de suministro

La calidad del suministro eléctrico vista desde el punto de vista técnico se centra en la continuidad del suministro y su calidad.

En cuanto a la calidad, nos referimos a cumplir con los márgenes admisibles de tensión en p.u. y en la frecuencia del sistema.

En cuanto a la continuidad se refiere a la cantidad de interrupciones y su duración. Esto se controla con dos factores:

→TIEPI (Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada), mide el tiempo de las interrupciones que sufrimos en el suministro.

→NIEPI (Número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada). Mide el número de interrupciones del suministro que sufrimos los consumidores.

Solo se tienen en cuenta los fallos que provocan interrupciones de más de 3 minutos.

Los sistemas de calidad se dividen en calidades individuales de un consumidor o en calidades de suministros zonales.

Si vemos los valores máximo que podemos tener de estos factores en una división zonal, serían los que se muestran en la Tabla 3.

Tabla 2 TIEPI y NIEPI Zonal [12]

	TIEPI (Horas)	Percentil 80 del TIEPI (Horas)	NIEPI (Número)
Zona urbana	1,5	2,5	3
Zona semiurbana	3,5	5	5
Zona rural concentrada	6	10	8
Zona rural dispersa	9	15	12

Siendo la definición de las zonas la siguiente:

→Zona Urbana (U): Municipio con 20.000 o más demandantes de electricidad o capitales de provincias con menos de 20.000.

→Zona Semiurbana (S): Municipios con una cantidad entre 2.000 y 20.000 demandantes de electricidad que no sean capitales de provincia.

→Zona rural concentrada (RC): Municipios con una cantidad de demandantes entre 200 y 2.000 demandantes de electricidad que no sean capitales de provincia.

→Zona rural dispersa (RD): Municipios con una cantidad de demandantes menor de 200.

Con esto vemos que se tiene flexibilidad respecto a la fiabilidad a medida que afectamos a menos demandantes de electricidad, criterio que se mantiene para el sistema eléctrico en su totalidad.

2.6. Posibilidad de aplicación de la generación distribuida

Básicamente la generación distribuida (a partir de ahora denominada GD) consiste en producir una parte de la electricidad cerca de los puntos de consumo.

Esto rompe con el concepto de sistema eléctrico con el cual convivimos. El sistema eléctrico tradicional se puede dividir en cuatro partes bien diferenciadas: generación, transporte, distribución y consumo.

→Generación: La generación eléctrica se produce en grandes centrales eléctricas alejadas de los núcleos urbanos. Esto se debe a varios factores entre los cuales podemos destacar los siguientes: motivos geográficos (las centrales hidráulicas hay que instalarlas en los enclaves geográficos que nos aportan grandes diferencias de altura en los cursos de los ríos y buenos caudales para extraer la máxima energía posible) y rechazo social

(las centrales térmicas y nucleares no son aceptadas por la población lo que obliga a instalarlas en lugares alejados de los núcleos de población). Esto conlleva a que las centrales instaladas sean de la mayor potencia posible al encontrar un emplazamiento idóneo para estas.

Esto nos lleva a un número bajo de centrales pero con potencias muy grandes lo que nos lleva a que cada central conectada aporta una cantidad de energía nada despreciable al sistema, por lo que en caso de que alguna falle hay que sustituirla lo antes posible para que el sistema no se resienta (este efecto es más acusado en las centrales de mayor tamaño). Las centrales que se conectan a la red tienen que cumplir unos criterios de capacidad de regulación de la red eléctrica para poder ayudar a la estabilidad de la red en caso de que haya algún problema, lo que aporta una gran estabilidad al sistema eléctrico tal como está concebido. Las centrales que cuentan con generadores síncronos de gran tamaño llevan esta regulación en la inercia del mismo generador al ser equipos de gran tamaño tienen una gran capacidad de “sostener” la red en caso de necesidad, otras centrales que no cuentan con esta capacidad cuentan con sistemas de electrónica de potencia y baterías de condensadores para poder ayudar a la estabilidad de la red.

→Transporte: Las centrales producen electricidad que hay que llevar hacia las redes de distribución y reparto hacia los consumidores finales. Esta electricidad tiene que recorrer grandes distancias hasta llegar a su destino y por tanto tenemos que minimizar sus pérdidas todo lo posible.

Para minimizar las pérdidas todo lo posible tenemos que ver a que se deben estas pérdidas principalmente, que es al efecto Joule, que para una red monofásica se puede ver como:

$P = R \cdot I^2$ Por tanto para reducirlas tenemos que disminuir lo máximo posible la resistencia (para alta tensión la reactancia X también hay que tenerla en cuenta, pero con el fin de simplificar suponemos R de forma general) y especialmente la intensidad transportada por las líneas.

Para reducir la intensidad podemos aumentar la tensión lo máximo posible para poder transportar la máxima energía con la menor intensidad posible.

$$P = V \cdot I \cdot \cos(\varphi)$$

Debido a esto en la red de transporte que es la que más energía transporta debido a que es la que evacua la energía producida en las centrales es también la red que mayor nivel de tensión lleva, siendo estos los valores típicos que tenemos en la red de transporte de España, explotada por REE:

Tabla 3. Longitud de circuitos en km función de las tensiones de transporte en la España peninsular a 31 de Diciembre de 2019[7].

Tensión	Longitud de circuito en 2015	longitud de circuito en 2016	Longitud de circuito en 2017	Longitud de circuito en 2018	Longitud de circuito en 2019
400 kV	21181	21616	21725	21727	21736
<220 kV	19004	19092	19117	19192	19295

En esta tabla podemos ver la longitud de las líneas de alta tensión que tenemos en la red de transporte de España.

Se puede apreciar que aumentan, en algunos casos considerablemente, cada año.

También vemos que las tensiones son elevadas con el fin de minimizar las pérdidas tal como se había comentado.

Viendo que es el nivel de transporte de energía que lleva más potencia sabemos que su correcto funcionamiento es crítico, ya que en caso de falta se produciría una gran pérdida de potencia en la red.

Debido a la criticidad de esta red, REE se encarga también de la regulación del mercado eléctrico a nivel económico y de seguridad, con la prioridad de asegurar el suministro a los consumidores finales.

Podemos ver en la Tabla 4 los criterios que tiene para las contingencias en la red.

Tabla 4. Contingencias red de transporte. Extraído del BOE [13]

Condiciones sin fallo	<p>La frecuencia sigue los valores de referencia de acuerdo con lo previsto en la normativa comunitaria de aplicación.</p> <p>No existen sobrecargas.</p> <p>Las tensiones siguen las consignas establecidas en los procedimientos de control de tensión.</p>
Fallo simple (N-1) de línea, transformador, grupo o reactancia.	<p>No hay cortes de mercado.</p> <p>No existen sobrecargas en las líneas (transitorias de hasta un quince por ciento y duración inferior a veinte minutos).</p> <p>Se admiten sobrecargas en transformadores de:</p> <p>Diez por ciento en invierno (Noviembre a Marzo, ambos inclusive).</p> <p>Cero por ciento en el resto del año.</p> <p>Tensiones comprendidas entre:</p> <p>Nivel de 400 kV: 380-435 kV.</p> <p>Nivel de 220 kV: 205-245 kV.</p>

Capítulo 2. Estudio Técnico

Fallo de doble circuito o grupo más línea	No hay cortes de mercado. Se admite un quince por ciento de sobrecargas en líneas. Se admiten sobrecargas en transformadores de: Veinte por ciento en invierno (Noviembre a Marzo, ambos inclusive). Diez por ciento en verano (Junio, julio y Agosto). Quince por ciento en los restantes meses. Nivel de 400 kV: 375-435 kV. Nivel de 220 kV: 200-245 kV. No situación de riesgo de colapso de tensión.
---	---

El criterio N-1 consiste en suponer el fallo de los elementos uno a uno y comprobar la estabilidad de la red y la fiabilidad del suministro en cada caso para asegurar el suministro.

A medida que bajamos de nivel de tensión transportamos menos energía y estas líneas son menos críticas, reduciéndose su exigencia de seguridad.

Si conseguimos implantar la GD tendremos la generación en muchos puntos de forma que tendremos muchas opciones diferentes de llegar a los consumidores finales, pudiendo reducir el número de líneas críticas que transporten una gran cantidad de energía, por tanto el número de líneas de alta tensión con un nivel de exigencia muy grande se reducirían considerablemente.

En el nivel de distribución la responsabilidad pasa a las compañías distribuidoras propietarias de estas redes y se sigue manteniendo un sistema de reparto mallado para cumplir con los criterios de calidad de suministro.

Cuando tengamos que alimentar zonas poblacionales con muchos demandantes se tendrá una distribución mallada para cumplir con la calidad, al poder dejar aisladas las zonas con faltas al abrir los interruptores más próximos a esta falta y poder llegar a los consumidores por un camino alternativo.

La GD nos proporciona una generación cercana al consumidor con un ahorro en pérdidas y en la inversión de refuerzo en la red de distribución del sistema eléctrico de cada compañía. Esta aplicación a gran escala conseguiría el ahorro en refuerzos de la red y en muchos casos una mejora en los perfiles de tensión de los nudos más alejados.

Capítulo 3. Impacto económico de las baterías

Para este capítulo en el que estudiamos el impacto desde el punto de vista económico de la instalación de baterías en una red de distribución, visto desde el punto de vista de la compañía distribuidora nos basamos en el artículo científico del IEEE “Impact of energy storage cost on economical performance in a distribution substation” escrito por Fouad Abou Chacra, Patrick Bastard, Gilles Fleury y Regine Clavreul [6].

3.1. Introducción

En el sistema eléctrico de producción, transmisión y distribución se ha avanzado mucho durante el pasado siglo XX, sin embargo, siempre han estado sujetos a la restricción del ajuste de la demanda y la producción en tiempo real. Esta restricción puede relajarse con la introducción de las baterías al sistema eléctrico. Debido a los grandes avances que se están produciendo en el campo de las baterías durante este siglo XXI se puede intuir que este cambio se puede producir de forma representativa dentro de relativamente poco tiempo, al comenzar a ser viable económicamente, resultando atractivo para invertir en su implantación.

Hay que tener en cuenta que el almacenamiento de energía tiene costes además de sus beneficios, por lo que lo estudiamos como una inversión en la que enfrentaremos los costes y los beneficios de la implantación. Estos factores dependerán del tipo de tecnología que se seleccione para cada aplicación concreta, siendo muy importante identificar la tecnología que mejor se adapta a cada aplicación.

3.2. Modelo del sistema de almacenamiento de energía

Es necesario saber el estado del sistema de almacenamiento de energía (ESS, a partir de ahora, de sus siglas en inglés, Energy Storage System) para cada etapa. Definimos las etapas como periodos de tiempo de una hora. Tomamos la variable de estado del sistema como la energía almacenada en el sistema en cada etapa.

La potencia intercambiada por el sistema y la red se puede calcular como la diferencia de la energía almacenada en dos etapas consecutivas.

Siendo esta energía para cada etapa j , E_j :

→ Cuando absorbemos energía $P_j < 0$:

$$E_{j+1} = E_j - P_j \cdot (1 \text{ hora})$$

→ Cuando exportamos energía $P_j > 0$:

$$E_{j+1} = E_j - \frac{P_j}{\eta} \cdot (1 \text{ hora})$$

Donde η es la eficiencia del sistema de almacenamiento.

Por tanto para un día tenemos veinticuatro valores de energía almacenada y otros veinticuatro de potencia intercambiada con el sistema al que está conectado.

3.3. Formulación de los ahorros de las redes de distribución

El ahorro que puede producir la instalación de un ESS en una subestación se puede separar en varios términos que vamos a describir a continuación.

3.3.1. Aplazamiento de mejoras

Las cargas de consumidores que se alimentan a partir de una subestación está continuamente creciendo, este crecimiento lo podemos poner como un ratio de crecimiento anual, al que llamamos τ . Este crecimiento se traducirá en un refuerzo de las instalaciones lo que conllevará una inversión en un futuro. Estas mejoras tradicionalmente se traducen en la instalación de un nuevo transformador y la

redistribución o ampliación de las líneas de transmisión para alcanzar la capacidad máxima que se demandara.

Si instalamos un ESS podemos reducir los picos de demanda y por tanto esto conllevará un retraso o aplazamiento de las inversiones necesarias para reforzar nuestra capacidad de distribución. Este aplazamiento ΔN se puede obtener según F. A. Chacra, P. Bastard, G. Fleury and R. Clavreul en “Impact of energy storage costs on economical performance in a distribution substation” como:

$$\Delta N = \frac{\log \frac{1}{\lambda}}{\log(1 + \tau)}$$

Siendo λ el ratio de reducción del pico de carga.

El beneficio que podemos obtener de este retraso de la inversión se puede calcular como:

$$B_1 = C_{inv} \left(1 - \left(\frac{1+i}{1+d} \right)^{\Delta N} \right)$$

Donde C_{inv} es el coste de la compra e instalación del transformador nuevo, i es la tasa de inflación y d es la tasa de descuento.

3.3.2. Servicios auxiliares

Si introducimos un ESS incluyendo un dispositivo FACTS (son dispositivos con capacidad para regular el flujo y características de la red de alterna. FACTS proviene de sus siglas en inglés, Flexible AC Transmission Systems) aumentamos la fiabilidad del sistema añadiendo la capacidad de regular la energía reactiva del sistema. Si controlamos el factor de potencia para mantenerlo por encima de un valor mínimo, es decir, con un porcentaje de reactiva respecto al total de potencia aparente tenemos:

$$\cos \phi_{min} < \cos \phi$$

Vemos que nuestro ESS puede sustituir al sistema de compensación de reactiva, por tanto, esto conlleva un ahorro de inversión en el sistema de reactiva. Este beneficio se puede calcular como [8]:

$$B_2 = \beta + \gamma Q_{max} - \delta Q_{max}^2$$

Donde β , γ y δ son parámetros constantes obtenidos de datos de los proveedores de motores [6] y Q_{max} es la reactiva máxima dentro del mantenimiento del factor de potencia.

3.3.3. Reducción de la factura anual por utilización de la red de transmisión de energía

En Francia, las tarifas para la utilización de la red de transmisión de energía por parte de los clientes y distribuidores se establecen por decreto. Mientras mayor sea la tensión a la que conectamos a la red y menor uso hagamos de las instalaciones, menor coste tendremos en nuestra factura anual.

La demanda suscrita por el consumidor es la base de la tarifa P_{sub} , a esta base se le suma la parte debida al consumo E_{ext} . Con estos valores se obtiene el coste de la factura anual. Siendo dicha factura anual (ATI1):

$$ATI1 = a_1 + a_2 P_{sub} + b \left(\frac{E_{ext}}{8760} \right)^c P_{sub}^{1-c}$$

Donde a_1, a_2, b y c son parámetros constantes definidos en el decreto de consumo eléctrico.

En dicha normativa también se contempla periodos de demandas imprevistas por encima de la base contratada revisados en periodos mensuales, esto conlleva una facturación extra debido a la energía adicional puesta a nuestra disposición de forma imprevista. Este coste imprevisto (ATI2) se calcula como:

$$ATI2 = F \sqrt{\sum_i \Delta P_i^2}$$

Siendo F un parámetro constante dado por el decreto y ΔP_i es la demanda por encima de la potencia contratada medida en intervalos de 10min.

Por tanto la factura anual conlleva la suma de estas dos partes, quedando como:

$$ATI = ATI1 + ATI2$$

Un ESS puede utilizarse para reducir la penalización (ATI2) sufrida por la compañía de distribución, al compensar en los momentos en los que vayamos a sobrepasar la potencia base que tenemos contratada. Dicho ahorro se puede calcular como:

$$B_3 = ATI_0 - ATI$$

Donde ATI es el importe de la factura actual y ATI_0 el que tendríamos con la instalación del ESS para evitar los sobrecostes.

En España el mercado eléctrico también está regulado. En las facturas de suministro eléctrico que pagan los clientes se tienen los siguientes puntos:

-Término de potencia: es un término fijo en la factura, el cual depende de la potencia contratada que tengamos, es decir, de la máxima potencia que podemos recibir de la red. Se fija por tramos de potencia, esto se debe al coste de tener la red dimensionada para distribuir una potencia mayor. Otro factor que influye en este coste es la tensión a la que no conectamos a la red, a mayor tensión menor es el coste por la misma capacidad de potencia.

Término de potencia = Precio del kW · kW contratados x días de facturación

-Término de energía: es un término variable el cual va en función del consumo de energía que hagamos. Dependiendo del tipo de tarifa que tengamos contratada, el precio de la energía varía en función de la hora y el día en el que hagamos el consumo, es decir, depende del coste de la energía del mercado. Si consumimos más energía reactiva de la estipulada, se nos pasara un recargo por consumo de reactiva

Término de energía = Precio del kWh · kWh consumido

-Peaje de acceso tarifario: por estar conectado a la red eléctrica y tener capacidad de consumir electricidad y de producirla se tiene que pagar un peaje, que va en función de la tensión a la que nos conectemos y de la potencia que tenemos. Actualmente en el 2020 se ha pasado a una tarifa 2.0TD que va en BT hasta los 15kW. Este peaje funciona con un sistema de discriminación horaria simplificado en tres tramos: punta, valle y llano.

3.3.4. Gestión de la carga económica del distribuidor

Este aspecto es quizás el más relevante de la instalación de un ESS. Para maximizar el beneficio del precio variable de la energía, podemos utilizar la capacidad de almacenamiento de energía de los ESS para comprar la energía que vamos a almacenar en los momentos en los cuales la demanda es mínima y por tanto el precio de la energía es el más bajo, y luego esta energía comprada a precios reducidos, podemos venderla a la red en los momentos de máxima demanda, en los cuales el precio es máximo, conllevando un beneficio. Siendo este beneficio:

$$B_4 = \sum_{i=1}^{24} C_{E_i} P_i$$

Donde C_{E_i} (€/kWh) es el coste de la energía, el cual depende de la tarifa y hora de consumo y P_i (kW) potencia para cada hora i del ESS. Hay que resaltar que solo se

pueden obtener beneficios si la eficiencia del ESS es mayor que el ratio (precio de hora valle/precio de hora punta).

3.3.5. Administración de la energía de los productores independientes

Los operadores de la red de media tensión de distribución franceses están obligados a comprar la energía producida por los productores independientes conectados a su red. El gobierno subvenciona esta energía otorgando la diferencia de precio al operador de la red. Durante las horas punta y en caso de que la producción independiente exceda la carga de la red de MT, la energía subvencionada irá a la red de AT. Guardando una parte de esta energía perdida en una ESS, el operador de la red de MT será capaz de reducir sus pérdidas. El beneficio diario producido por esto es:

$$B_5 = \sum_{P'_{C_i} < 0} C_{E_i} P'_{C_i} - \sum_{P_{C_i} < 0} C_{E_i} P_{C_i}$$

Donde P_{C_i} y P'_{C_i} son cargas de la red de MT a la hora i antes y después de la instalación del ESS respectivamente.

Este caso solo se mencionará, debido a que en nuestro caso nos centraremos en una compañía distribuidora en España la cual estudiara la implantación de un ESS en la subestación principal.

Capítulo 4. Caso de estudio

4.1. Definición de la red de estudio

Nos centramos en estudiar una red de distribución radial, de la cual tendremos alimentaciones a varios centros de transformación en los cuales se pasa a baja tensión para repartir a los consumidores, de cara al estudio, en los nudos de los centros de transformación se situaran las cargas directamente, haciendo la acumulación de las cargas de baja tensión en el nudo correspondiente y las cargas y capacidades se utilizaran en MVA en lugar de kVA para poder utilizar correctamente el software PowerWorld. Sobre él se introducirán las diferentes cargas de VE y la generación de una batería instalada en un nudo central de la red. La red está compuesta por subestación que suministra una tensión fija de 20kV a 50 Hz, y siete nudos.

En el nudo 1 tenemos el lado de 20kV de la subestación 66/20 kV de conexión a la red eléctrica, que se simula con un generador con capacidad de aportación infinita a 20kV .Luego comienza la red de estudio en la que tenemos los nudos 2, 3, 5, 6 y 7 que se corresponden con las cargas de bloques de viviendas, el nudo 4 donde tenemos las baterías.

En los nudos de bloques de viviendas tenemos dos tipos de cargas, la carga de los hogares y las cargas de los vehículos eléctricos (VE). En cuanto las cargas de los hogares tenemos bloques de viviendas tipo de aproximadamente cuarenta pisos cada uno. Este número de viviendas, siguiendo los criterios de factor de simultaneidad aconsejados por el REBT, supone una carga máxima de 100 kVA en su momento de máximo consumo. Se toma un factor de potencia de 0.95, lo que supone que el consumo de activa es de 90 kW y el de reactiva de 30kvar en cada uno de los edificios a plena carga. En cuanto a los VE se detalla en el apartado siguiente, pero como resumen tenemos 6kW (en azul en la simulación). Para la definición de estas cargas se ha

Capítulo 4. Caso de estudio

utilizado como referencia el TFG “Impacto del vehículo eléctrico y la generación distribuida en una red urbana de BT”, [10].

En cuanto a la impedancia de las líneas de distribución se toma valores $R/X = 5$ (esta relación se ha obtenido de valores reales de cables de 66 kV) y se ajustan los parámetros de resistencia y reactancia hasta que al realizar la simulación el último nudo quede ligeramente por debajo de los 0.9 pu en tensión, con el fin de poder ver si nuestra simulación mejora la red con problemas de tensión o no, resultando $R = 0.035$ pu y $X = 0.007$ pu.

El punto más importante a observar en estos ensayos consiste en el monitoreo de la carga trasvasada en las líneas. Para tomar los valores límites de esta capacidad de transmisión de estos elementos se han tomado valores que en el caso más desfavorable estudiado, que se corresponde con la punta nocturna sin aportación de la batería, las líneas estén cerca de saturar o al menos en torno al 70 % de su capacidad con el fin de poder comprobar si la introducción de la batería mejora el estado de la red.

Cabe destacar que con estos ensayos lo que se pretende observar es la variación de un caso a otro para poder comparar y poder ver cómo afecta a la red los cambios que implementamos.

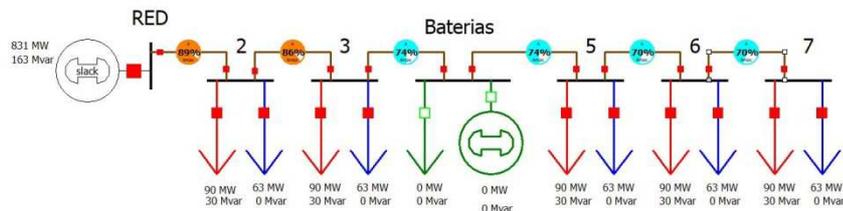


Figura 10. Caso base de estudio

4.2. Consumo medio de hogares España

Para determinar los consumos de los hogares buscamos datos estadísticos en el IDAE, para España:

Tabla 5 Consumo medio de energía eléctrica en viviendas españolas

Fuente: <http://www.idae.es> [14]

Zona Climática				
tep/hogar	Atlántico Norte	Continental	Mediterránea	España
Pisos	0,628	0,842	0,527	0,649
Unifamiliares	1,289	1,690	1,139	1,334
España	0,799	1,087	0,719	0,853

Zona Climática				
kWh/hogar	Atlántico Norte	Continental	Mediterránea	España
Pisos	7.306	9.796	6.128	7.544
Unifamiliares	14.987	19.653	13.239	15.513
España	9.293	12.636	8.363	9.922

Nota 3: Medias referidas al parque total de viviendas

De cara a los ensayos, ya hemos definido la potencia demandada por los hogares estimada para analizar las distintas situaciones de la curva de demanda en un día. Ahora para acabar de definir este consumo de los hogares, vemos la energía media consumida por estos durante un año. Para ello sabiendo que en nuestro caso hemos tenido en cuenta bloques de pisos, nos fijamos en este tipo de vivienda en la tabla 6.

Viendo la tabla, se aprecia que el consumo medio anual por cada piso en España es de 7544 kWh.

Teniendo en cuenta que tenemos conjuntos de unos cuarenta pisos:

$$\text{Consumo anual bloque de pisos} = 7544 \times 40 = \frac{301760 \text{ kWh}}{\text{año}}$$

En apartados posteriores utilizaremos este dato para el análisis económico.

4.3. Consumo VE

Hoy en día está empezando a ser normal ver VE circulando, por lo que suponer su implantación generalizada en un futuro próximo no es ninguna locura. Por tanto, esto supondrá una carga nada despreciable distribuida en la red.

Los VE cuentan habitualmente con dos formas de carga, la rápida y la normal. Estos vehículos suponen una carga de unos 2 a 3.7 kW, pueden cargarse a 230 V con 10 A durante 10-12 horas para la carga normal o en caso de carga rápida a 400 V trifásicos con 16 A durante 6-8 horas.

En cuanto a la carga suponemos el sistema de carga normal para nuestro estudio, siendo una carga de unos 2.5 kW durante 10-12 horas, desde la tarde hasta la mañana del día siguiente.

Para nuestra simulación tomamos los siguientes datos y consideraciones: de los 40 pisos que estamos tomando por bloque de viviendas, consideramos que 24 viviendas tienen VE con los 2.5 kW citados anteriormente por cada uno, obtenemos una carga por bloque de viviendas de unos 60 kW.

Otro punto a tener en cuenta de los VE es que es una carga muy particular, ya que puede utilizarse como batería siendo capaz de consumir y de aportar si se dispone de una correcta instalación con contador bidireccional. El efecto de batería distribuida de los VE es objeto de estudio en otros trabajos y en este caso los tomaremos como una carga nada despreciable que sufrirán las redes de forma distribuida en un futuro muy próximo.

4.4. Ensayos

Los ensayos se realizan usando el software PowerWorld [15] en su versión gratuita para estudiantes. El balance de potencia se realiza en corriente alterna con transferencias de potencia aparente entre elementos en MVA. Monitoreamos las tensiones de los nodos, para que se mantengan entre 0.9 y 1.1 pu y lo más importante, el tanto por ciento de uso de la capacidad de las líneas de transmisión. Ya que si esta capacidad es sobrepasada implicaría una obligación de inversión en refuerzo de la red, que es precisamente lo que intentamos evitar con la implantación de baterías distribuidas en las redes de distribución.

4.4.1. Demanda punta nocturna sin generación de la batería

La figura 11 muestra el esquema correspondiente al caso de la punta de demanda nocturna sin batería:

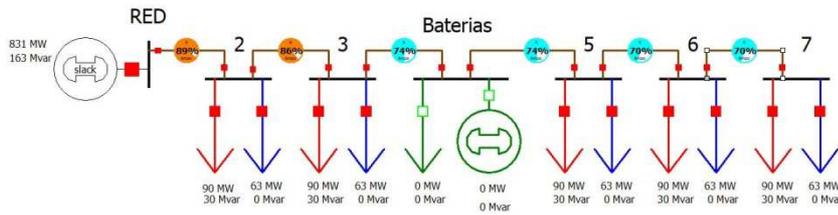


Figura 11. Punta nocturna sin batería. Elaboración propia con PowerWorld.

En cuanto a los parámetros de este ensayo, nos encontramos ante los siguientes supuestos: cargas de hogares activas, cargas de VE activas y batería desconectada de la red.

Si analizamos la carga de las líneas de la red, obtenemos la tabla 7:

Tabla 6. Capacidad de líneas punta nocturna

Línea	Capacidad kVA	%Carga en intensidad
1-2	950	89
2-3	800	86
3-4	700	74
4-5	700	74
5-6	500	70
6-7	250	70

Por tanto, si analizamos el estado de la red en cuanto a límites de potencia podemos ver que en el estado actual estaría cerca de la saturación y habría que plantear un refuerzo de algunas líneas, siendo las más preocupantes la línea entre los nodos uno y dos y la línea entre los nodos dos y tres. Si se fueran a aumentar las cargas que cuelgan de esta red, sería obligatorio realizar una ampliación de estos puntos o añadir líneas y transformadores de refuerzo para repartir la carga.

En cuanto a la tensión en los nodos obtenemos la tabla 7:

Tabla 7. Tensiones en los nodos del ensayo punta nocturna sin generación de las baterías.

Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Volt	Volt (kV)	Limit Low PU Volt	Limit High PU Volt	Contingency Limit Low PU Volt	Contingency Limit High PU Volt
1	RED	1	YES	Default	1.00000	20.000	0.90	1.10	0.90	1.10
2	2 2	1	YES	Default	0.96978	19.396	0.90	1.10	0.90	1.10
3	3 3	1	YES	Default	0.94529	18.906	0.90	1.10	0.90	1.10
4	4 Baterías	1	YES	Default	0.92669	18.534	0.90	1.10	0.90	1.10
5	5 5	1	YES	Default	0.90809	18.162	0.90	1.10	0.90	1.10
6	6 6	1	YES	Default	0.89562	17.912	0.90	1.10	0.90	1.10
7	7 7	1	YES	Default	0.88937	17.787	0.90	1.10	0.90	1.10

Se aprecia que para el nodo 5 estamos cerca de caer por debajo de 0.9 p.u., para el nodo 6 estamos a 0.89562 p.u. y para el nodo 7 estamos a 0.88937 p.u., por tanto se aprecia que habría que aumentar el nivel de tensión.

Por tanto para este caso, tenemos la red al límite de la saturación en cuanto a capacidad de transporte y tenemos las tensiones de los nodos de punta por debajo del mínimo requerido para la estabilidad del sistema. Habría que tomar medidas de mejora en la red de distribución.

4.4.2. Demanda punta nocturna con generación de la batería

La figura 12 muestra el esquema correspondiente al caso de la punta de demanda nocturna con batería:

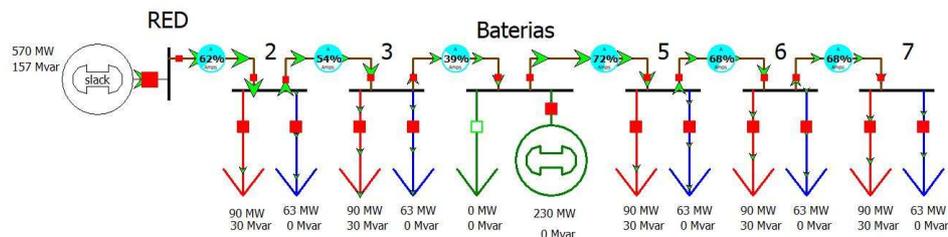


Figura 12. Ensayo punta nocturna con generación de la batería. Elaboración propia con PowerWorld.

En cuanto a los parámetros de este ensayo, nos encontramos ante los siguientes supuestos: cargas de hogares activas, cargas de VE activas, batería exportando energía a la red.

Si analizamos la carga de las líneas de la red, obtenemos la tabla 8:

Tabla 8. Capacidad de las líneas punta nocturna con batería

Línea	Capacidad kVA	% Carga en intensidad
1-2	950	62
2-3	800	54
3-4	700	39
4-5	700	72
5-6	500	68
6-7	250	68

Observando la capacidad vemos que la red en este estado puede admitir un aumento de carga y sería capaz de transportarlo, por tanto tiene holgura hasta la saturación de en torno a un 30-40 %. Al conectar la batería hemos descargado considerablemente la línea que conecta los nodos uno y dos, la línea que conecta dos y tres y la que conecta tres y cuatro. En cuanto a las líneas comprendidas entre los nodos cuatro y siete, se mantiene la carga prácticamente a los mismos niveles, variando en el dos por ciento, manteniéndose en torno al setenta por ciento de su capacidad aproximadamente.

En cuanto a la tensión en los nodos obtenemos la tabla 9:

Tabla 9. Tensiones en los nodos en el ensayo de punta nocturna con generación de batería.

Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Volt	Volt (kV)	Limit Low PU Volt	Limit High PU Volt	Contingency Limit Low PU Volt	Contingency Limit High PU Volt
1	1 RED	1	YES	Default	1.00000	20.000	0.90	1.10	0.90	1.10
2	2 2	1	YES	Default	0.97894	19.579	0.90	1.10	0.90	1.10
3	3 3	1	YES	Default	0.96357	19.271	0.90	1.10	0.90	1.10
4	4 Baterias	1	YES	Default	0.95397	19.079	0.90	1.10	0.90	1.10
5	5 5	1	YES	Default	0.93594	18.719	0.90	1.10	0.90	1.10
6	6 6	1	YES	Default	0.92385	18.477	0.90	1.10	0.90	1.10
7	7 7	1	YES	Default	0.91779	18.356	0.90	1.10	0.90	1.10

Se observa que todos los nodos están dentro de los límites admisibles de tensión en por unidad, entre los 0.9 y 1.1 pu. Si nos fijamos en los nodos seis y siete, los cuales anteriormente estaban por debajo de los 0.9, vemos que ahora quedan en torno a los 0.92 pu de tensión, habiendo mejorado bastante respecto al caso anterior, pero siendo necesario seguir monitoreándolos al estar a niveles bajos todavía. Esto nos deja ver que se ha subido la tensión en los nodos finales por ahorro de pérdida de energía al transportarla desde un punto más cercano. También nos deja ver que al ser el sistema de baterías un sistema puramente activo, no aumenta la tensión de los nodos, por lo que podría ser interesante añadir capacidad de regulación de reactiva en los sistemas de baterías.

4.4.3. Demanda valle nocturno sin batería

La figura 13 muestra el esquema correspondiente al caso de valle nocturno de demanda sin batería:

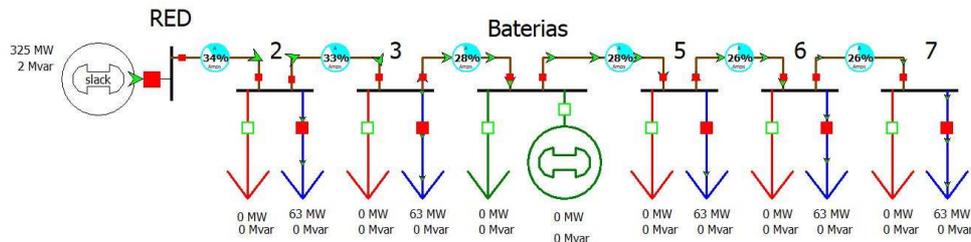


Figura 13. Ensayo valle nocturna sin conexión de la batería. Elaboración propia con PowerWorld.

Los parámetros de este ensayo son los siguientes: cargas de hogares inactivas, cargas de VE activas, batería desconectada de la red.

Si analizamos la carga de las líneas y transformadores de la red, obtenemos la tabla 10:

Tabla 10. Capacidad de las líneas valle nocturno sin batería

Línea	Capacidad kVA	%Carga en intensidad
1-2	950	34
2-3	800	33
3-4	700	28
4-5	700	28
5-6	500	26
6-7	250	26

Observando la capacidad vemos que la red esta descargada en todos los tramos. Como no tenemos las cargas más grandes conectadas, las de los hogares, la red esta relajada. La red esta de media a un tercio de su capacidad.

En cuanto a la tensión en los nodos bajo esta situación resulta la tabla 11:

Tabla 11. Tensiones en los nodos en el ensayo de valle nocturno sin batería.

	Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Volt	Volt (kV)	Limit Low PU Volt	Limit High PU Volt	Contingency Limit Low PU Volt	Contingency Limit High PU Volt
1	1	RED	1	YES	Default	1.00000	20.000	0.90	1.10	0.90	1.10
2	2	2	1	YES	Default	0.98863	19.773	0.90	1.10	0.90	1.10
3	3	3	1	YES	Default	0.97950	19.590	0.90	1.10	0.90	1.10
4	4	Baterias	1	YES	Default	0.97262	19.452	0.90	1.10	0.90	1.10
5	5	5	1	YES	Default	0.96574	19.315	0.90	1.10	0.90	1.10
6	6	6	1	YES	Default	0.96114	19.223	0.90	1.10	0.90	1.10
7	7	7	1	YES	Default	0.95884	19.177	0.90	1.10	0.90	1.10

Todos los nodos están dentro de 0.95 y 1 p.u. Estando todos los nodos en funcionamiento a un nivel de tensión próximo a la unidad para su correcto funcionamiento. Al haber poco transporte de energía, hay pocas pérdidas en las líneas y por tanto se reduce considerablemente la caída de tensión.

4.4.4. Demanda valle nocturno con batería.

La figura 14 muestra el esquema correspondiente al caso de valle nocturno de demanda con batería:

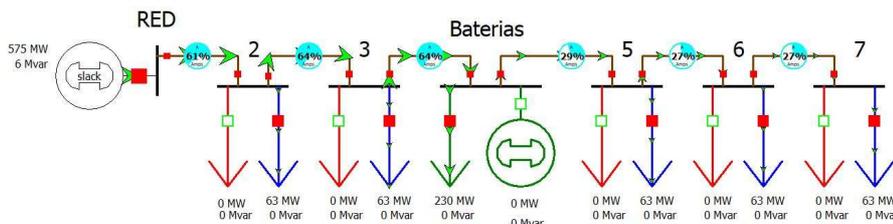


Figura 14. Ensayo valle nocturna con conexión de la batería. Elaboración propia con PowerWorld.

Los parámetros de este ensayo son los siguientes: cargas de hogares inactivas, cargas de VE activas, batería cargándose conectada a la red.

Si analizamos la carga de las líneas y transformadores de la red, obtenemos la tabla 12:

Tabla 12. Capacidad de las líneas valle nocturno con batería

Línea	Capacidad kVA	%Carga en intensidad
1-2	950	34
2-3	800	33
3-4	700	28
4-5	700	28
5-6	500	26
6-7	250	26

Capítulo 4. Caso de estudio

Observando la capacidad vemos que la red está cargada entre los nudos uno y cuatro, quedando sobre el sesenta por ciento de su capacidad máxima utilizada, para alimentar a las cargas de los hogares y recargar la batería. Las líneas entre los nudos cuatro y siete están en torno a un treinta por ciento de su capacidad, al estar más alejados que el nodo de la batería, que es el que tiene una mayor demanda de potencia.

En esta situación vemos, que aprovechamos más la capacidad de transmisión de la red que en la situación sin la batería, en la que estaba más descargada la red, no llegando a saturar la red existente y no implicando coste en inversión para mejorar o reforzar la red con la inserción de la batería.

En cuanto a la tensión en los nodos bajo esta situación obtenemos la tabla 13:

Tabla 13. Tensiones en los nodos en el ensayo de valle nocturno con batería.

	Number ▲	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Volt	Volt (kV)	Limit Low PU Volt	Limit High PU Volt	Contingency Limit Low PU Volt	Contingency Limit High PU Volt
1	1	RED	1	YES	Default	1.00000	20.000	0.90	1.10	0.90	1.10
2	2	2	1	YES	Default	0.97985	19.597	0.90	1.10	0.90	1.10
3	3	3	1	YES	Default	0.96196	19.239	0.90	1.10	0.90	1.10
4	4	Baterías	1	YES	Default	0.94637	18.927	0.90	1.10	0.90	1.10
5	5	5	1	YES	Default	0.93930	18.786	0.90	1.10	0.90	1.10
6	6	6	1	YES	Default	0.93457	18.691	0.90	1.10	0.90	1.10
7	7	7	1	YES	Default	0.93220	18.644	0.90	1.10	0.90	1.10

Observando las tensiones en los nodos, vemos que han empeorado con respecto al caso anterior, resultado lógico ya que hemos aumentado la energía transportada en la red. Sin embargo, este caso es mejor que el caso de la punta nocturna sin batería, ya que la tensión en por unidad más baja que tenemos está en torno a 0.93 p.u., por tanto quedamos dentro del margen aceptable de 0.9 a 1.1 p.u. de la red. Aprovechando las horas de poca demanda para introducir la carga de baterías, aprovechamos nuestra red sin suponer un perjuicio a esta y sin tener que reforzarla para poder realizar las cargas de baterías.

4.4.5. Demanda punta día sin batería

La figura 15 muestra el esquema correspondiente al caso de punta de demanda de día sin batería:

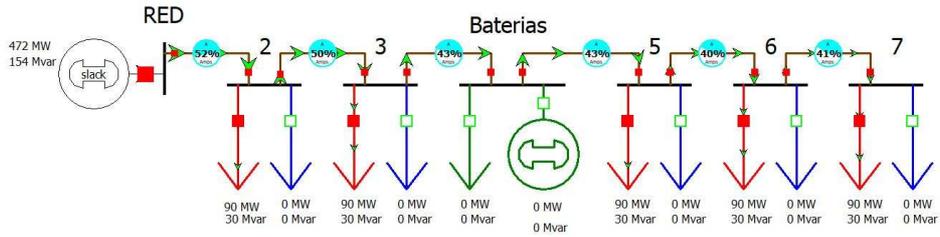


Figura 15. Ensayo punta día sin conexión de la batería. Elaboración propia con PowerWorld.

Los parámetros de este ensayo son los siguientes: cargas de hogares activas, cargas de VE inactivas, batería desconectada de la red.

Si analizamos la carga de las líneas y transformadores de la red, obtenemos la tabla 14:

Tabla 14. Capacidad de las líneas punta día sin batería

Línea	Capacidad kVA	%Carga en intensidad
1-2	950	52
2-3	800	50
3-4	700	43
4-5	700	43
5-6	500	40
6-7	250	41

En general la red está en torno a la mitad de su capacidad, pudiendo absorber más energía con bastante soltura. Por lo que estaría en una situación estable que podría sobrellevar aumentos de potencia demandada.

En cuanto a la tensión en los nodos bajo esta situación obtenemos la tabla 15:

Tabla 15. Tensiones en los nodos en el ensayo de punta de día sin batería.

Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Volt	Volt (kV)	Limit Low PU Volt	Limit High PU Volt	Contingency Limit Low PU Volt	Contingency Limit High PU Volt
1	RED	1	YES	Default	1.00000	20.000	0.90	1.10	0.90	1.10
2	2 2	1	YES	Default	0.98238	19.648	0.90	1.10	0.90	1.10
3	3 3	1	YES	Default	0.96819	19.364	0.90	1.10	0.90	1.10
4	4 Baterias	1	YES	Default	0.95748	19.150	0.90	1.10	0.90	1.10
5	5 5	1	YES	Default	0.94676	18.935	0.90	1.10	0.90	1.10
6	6 6	1	YES	Default	0.93959	18.792	0.90	1.10	0.90	1.10
7	7 7	1	YES	Default	0.93600	18.720	0.90	1.10	0.90	1.10

Viendo las tensiones de los nodos se puede apreciar que están entre los 0.93 y 1 p.u., siendo admisibles dentro de los límites establecidos. Sin embargo, están cerca de caer por debajo de los límites, por lo que habría que mantener vigilada esta red e incluso plantear añadir compensación de reactiva para subir las tensiones.

4.4.6. Demanda punta día con batería

La figura 16 muestra el esquema correspondiente al caso de punta de demanda de día con batería:

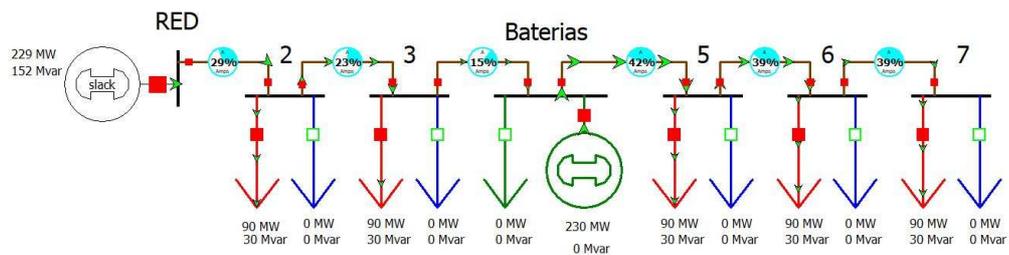


Figura 16. Ensayo punta día con conexión de la batería. Elaboración propia con PowerWorld.

Los parámetros de este ensayo son los siguientes: cargas de hogares activas, cargas de VE inactivas, batería exportando energía a la red.

Si analizamos la carga de las líneas y transformadores de la red, obtenemos la tabla 16:

Tabla 16. Capacidad de las líneas punta día con batería

Línea	Capacidad kVA	%Carga en intensidad
1-2	950	29
2-3	800	23
3-4	700	15
4-5	700	42
5-6	500	39
6-7	250	39

La red esta descargada en general, teniendo las líneas comprendidas entre los nodos uno y cuatro entre el quince-treinta por ciento y las líneas comprendidas entre los nodos cuatro y siete en torno al cuarenta por ciento.

En cuanto a la tensión en los nodos bajo esta situación quedan representados en la tabla 17:

Tabla 17. Tensiones en los nodos en el ensayo de punta de día con batería.

Number	Name	Area Name	Monitor	Limit Group	PU Volt	Volt (kV)	Limit Low PU Volt	Limit High PU Volt	Contingency Limit Low PU Volt	Contingency Limit High PU Volt
1	RED	1	YES	Default	1.00000	20.000	0.90	1.10	0.90	1.10
2	2	1	YES	Default	0.99093	19.819	0.90	1.10	0.90	1.10
3	3	1	YES	Default	0.98527	19.705	0.90	1.10	0.90	1.10
4	4 Baterías	1	YES	Default	0.99302	19.660	0.90	1.10	0.90	1.10
5	5	1	YES	Default	0.97259	19.452	0.90	1.10	0.90	1.10
6	6	1	YES	Default	0.96562	19.312	0.90	1.10	0.90	1.10
7	7	1	YES	Default	0.96213	19.243	0.90	1.10	0.90	1.10

Comparándolo con el caso anterior, vemos que las tensiones crecen significativamente, estando todas las tensiones de los nodos comprendidas entre los 0.96 y 1 p.u., siendo un rango de funcionamiento con margen para absorber mayores caídas de tensión. Por tanto, la conexión de la batería nos ha mejorado la estabilidad en tensión, al reducir las pérdidas en transporte en la red.

4.4.7. Conclusiones de los ensayos

De los ensayos realizados a la red podemos sacar las siguientes conclusiones observando de forma cualitativa los resultados obtenidos:

- La introducción de almacenamiento más cerca de los consumidores finales, provoca que cuando vertemos la energía, esta recorra un camino más corto, es decir, tiene menos resistencia acumulada desde el origen de generación hasta el consumo, por tanto se reduce la caída de tensión en el tramo desde el almacenamiento hasta el último consumidor y por tanto las tensiones en los nodos aumentan. Esto para redes que están cerca de caer por debajo del límite inferior de tensión admisible puede suponer la diferencia entre tener que mejorar las instalaciones con compensación de energía reactiva o no, pudiendo conllevar el ahorro en la compra e instalación de estos equipos de compensación, ya que en la peor situación que es la de máxima demanda, el almacenamiento vierte la energía reduciendo la caída de tensión.
- Incluir almacenamiento más cerca del consumidor final implica que la ampliación de capacidad de transporte necesaria de los primeros tramos de las redes se puede retrasar en el tiempo, ya que son los que más sufren con las ampliaciones de las redes al recibir todos los incrementos de potencia necesaria acumulados con la aparición de nuevos consumidores. Esto

conllevara un ahorro en inversión de ampliación de la red y una reducción de pérdidas de energía.

- Introducir baterías provoca aplanar las curvas de generación para los sistemas de generación de la red. Puede verter energía a la red en las horas punta, provocando reducir el pico de demanda para los generadores conllevando con ello un ahorro en capacidad de generación necesaria en una red. Por otro lado, también provoca subir la demanda mínima, al consumir energía en las horas valle, provocando que la producción de los generadores sea más regular y continuada.

Capítulo 5. Estimación del ahorro

En este apartado se va a estudiar el posible ahorro de la implantación de sistemas de baterías en una red de distribución como la que se ha estudiado en los apartados anteriores desde el punto de vista del operador de nuestra red de distribución industrial con base de vida para los trabajadores. Dicho operador tiene que plantear las estrategias óptimas de explotación de dichas instalaciones para buscar el máximo rédito económico gestionando los consumos de su red de distribución, la cual vamos a considerar que es un conjunto privado gestionado por un único operador y que está conectado únicamente por la subestación de cabecera a la red. Se estimara el posible ahorro siguiendo los beneficios de la implantación de baterías descritos en el apartado 3 de este trabajo.

Para ello se tendrán en cuenta a grandes rasgos el retraso de las inversiones en mejoras de la subestación, evitar la compra de equipos de compensación de reactiva, ahorro de pérdidas en transporte de energía y por ultimo optimización económica de la producción de energía.

Hay que mencionar que este caso también se puede aplicar al caso de una subestación de una compañía distribuidora de forma similar.

5.1. Determinación de la tecnología

Para poder hacer los cálculos de los beneficios es necesario tener definido el tipo de batería a utilizar en nuestro sistema.

Para determinar el tipo de tecnología a utilizar hay que fijarse en dos factores: capacidad de almacenamiento y potencia demandada.

En nuestro caso la potencia demandada máxima es del orden de 230 kW. En cuanto a la capacidad de almacenamiento requerida seria la necesaria para mantener los 230 kW durante las horas punta. Ya que las curvas de demanda varían para distintos

Capítulo 5. Estimación del ahorro

periodos, lo cual se verá en apartados posteriores, se estima que será necesario tener entre las horas de punta de día y nocturna unas 5 horas a capacidad de potencia máxima de batería:

$$\text{Capacidad batería} = \frac{230kW \cdot 5horas}{dia} = 1150 kWh/dia$$

Con estos valores vemos que es conveniente, según la figura 4, seleccionar un tipo de batería electroquímica. En nuestro caso se selecciona la tecnología **Vanadium Redox, battery** a partir de ahora se designará como **VRB**.

Para esta tecnología, usaremos los siguientes valores económicos y tecnológicos para nuestros cálculos en apartados posteriores. Estos valores quedan representados en la tabla 18:

Tabla 18 Datos de tecnología VRB [6]

Tecnologia	VRB
Coste por potencia instalada C_p (€/kW)	426
Coste por capacidad de almacenamiento C_w (€/kWh)	100
Coste fijo de operación y mantenimiento por potencia instalada C_{Mf} ($\frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{año}}$)	9
Coste dependiente de la capacidad cargada y descargada de la batería C_{MMvf} ($\frac{\text{€}}{\text{kWh} \cdot \text{año}}$)	0
Rendimiento %	70
Vida útil (años)	15

En estos valores se ha utilizado una tasa de cambio monetario de $1\$ \cong 1\text{€}$.

5.2. Calculo de índices económicos

En este apartado se va a estimar, calcular u obtener los distintos parámetros económicos generales para nuestro estudio económico.

5.2.1. Calculo de retraso de la inversión

Como vimos en el apartado 3.3.1, para obtener el retraso de la inversión, primero necesitamos calcular el parámetro λ , que es el ratio de reducción del pico de carga en p.u., el cual obtenemos de la siguiente manera observando nuestro caso de estudio:

$$\lambda = \frac{Pico\ sin\ bateria - Pico\ con\ bateria}{Pico\ sin\ bateria} = \frac{845.5kVA - 589kVA}{845.5kVA} \cong 0.3$$

Para calcularlo se utiliza la siguiente formula vista en el apartado 3.3.1:

$$\Delta N = \frac{\log \frac{1}{\lambda}}{\log(1 + \tau)} \cong 60 años$$

El parámetro τ es la tasa de crecimiento anual de la carga de la subestación, lo obtenemos de REE para el año 2018 de un informe de estado de la red y su variación en los últimos años incluyendo la corrección por la laboralidad y la temperatura [16] si vemos los cambios en los desde 2009 hasta 2018 podemos tomar de valor medio de los años de incremento de demanda de aproximadamente un 2 %, es decir, para nuestros calculo en p.u. será un valor de 0.02.

Viendo el resultado, obtenemos un horizonte temporal elevado, ya que la batería consigue reducir un 30 % el pico, valor bastante elevado, en una aplicación real este valor será inferior y el horizonte temporal se reducirá, de cara a nuestro estudio podemos asumir este dato para obtener unas conclusiones cualitativas.

5.2.2. Tasa de inflación i

Definimos i como el ratio de inflación, el cual tomaremos de valor del 0.02 obtenido como media de incremento interanual en España en periodos de crecimiento económico como el 2000-2001 según el INE [17]. En los últimos años con la consecución de varias situaciones de crisis económica o de anomalía social, estos índices han fluctuado mucho, volviéndose incluso negativos en algunos periodos, por tanto, se decide tomar un valor más representativo y de crecimiento económico.

5.2.3. Determinación de la rentabilidad exigida

Para determinar la rentabilidad r que se le va a exigir a esta inversión vamos a fijarnos en la rentabilidad media de invertir en tesoro público de España, para eso vemos los datos de interés medio desde el año 2001 hasta el 2020 [18]. Aquí podemos determinar que fluctúa bastante debido a que hay años convulsos económicamente incluidos en este periodo, pero se puede observar que lo común es una fluctuación entre un 3 % y un 5 %, por tanto se decide fijar nuestra rentabilidad exigida en un 5 %, para exigir que al menos aporte el beneficio más alto que se podría obtener invirtiendo en bonos del estado.

5.2.4. Calculo de la tasa de descuento

Se define d como la tasa de descuento, la cual es un tipo de interés que utilizaremos para calcular el valor actual de las entradas y salidas de dinero futuro. Mientras más elevada sea esta tasa menor será el valor de un flujo positivo de dinero futuro.

Para calcular esta tasa aplicamos la siguiente formula:

$$\frac{1}{(1 + d)^{\Delta N}} = \frac{(1 + i)^{\Delta N}}{(1 + r)^{\Delta N}}$$

Donde ΔN es el número de años de amortización que en nuestro caso son 60, r es la rentabilidad que exigimos en tanto por uno y i es la inflación. Despejando de la anterior formula obtenemos:

$$d = \frac{r - i}{1 + i} = \frac{0.05 - 0.02}{1 + 0.02} \cong 0.03$$

Obtenemos una tasa de descuento del 3 %, la cual utilizaremos.

5.2.5. Determinación del coste de las mejoras

La subestación en la que nos estamos fijando para este estudio es la situada al comienzo de la red de estudio, la cual tiene una capacidad de evacuar 950 kVA, por tanto podemos suponer que esta dimensionada actualmente para 1 MVA. En cuanto al coste de ampliación de la capacidad de dicha subestación, para obtener un valor económico, lo primero que tenemos que saber es la capacidad a la que se ampliaría dicha subestación.

Para determinar este valor, nos fijamos en la reducción del pico que conseguimos al añadir las baterías, que es de 30 %, por tanto, la subestación tendría que ampliarse desde 1 MVA a al menos 1.3 MVA.

Si buscamos las potencias estándar de transformadores de gran tamaño con relación 66/20 kV vemos que por nivel de tensión de aislamiento nos tendremos que ir a transformadores de aceite pero por potencia necesaria, los transformadores en aceite están en rangos mayores.

Usualmente los transformadores en aceite que son los aptos para nuestros niveles de tensión, comienzan en unos 2.5 MVA de potencia. Para poder obtener un resultado cualitativo y ver la tendencia, vamos a suponer que podemos sustituir nuestro transformador actual de 1 MVA 66/20 kV por uno de 1.5 MVA, por lo que la subestación tendrá que ser ampliada a esta potencia.

Para obtener el coste vamos a utilizar el dato de partida de un proyecto público “Proyecto básico de estación transformadora 66/20 kV y línea aérea 66 kV para evacuación de la planta solar de DON RODRIGO II” [19]. En este proyecto tenemos un presupuesto de las distintas partidas que componen el desarrollo y construcción de la subestación de potencia 50 MVA.

Para nuestro caso la potencia es de 1,5 MVA, para obtener un valor para nuestro caso vemos los tipos de partidas que hay en el presupuesto y tomaremos el siguiente criterio, aplicar una regla de tres solo en las partidas que llevan suministro de equipos de potencia eléctricos. Quedando la siguiente tabla de estimación de costes:

Tabla 19. Estimación de costes de ampliación de subestación

Coste de subestación de 1,5MVA 66/20kV		
Partida	Coste para 50MVA (€)	Coste estimado para 1,5MVA (€)
Línea aérea 66kV		
Instalación, puesta a tierra, obra civil y accesorios de línea aérea	59.162.00	59.162.00
Suministro de línea aérea	10.560.00	316.80
TOTAL LINEA AÉREA		59.478.80
Subestación		
Obra civil y estructuras metálicas	87.885.00	87.885.00
Transformador de Potencia	257.000.00	7.710.00
Equipos eléctricos de 66 kV	48.735.00	1.462.05
Equipos eléctricos 20 kV	240.000.00	7.200.00
Equipos eléctricos BT auxiliares	52.000.00	1.560.00
Cables BT	20.250.00	607.50
Puesta a tierra	24.300.00	729.00
Pruebas y ensayos	8.100.00	8.100.00
TOTAL SUBESTACIÓN		115.253.55

Por tanto, podemos estimar el coste de la inversión que podemos retrasar durante 60 años en **175001.55 €**.

5.3. Ahorro en aplazamiento de mejoras

Como se comentó en el apartado 3.3.1 de este trabajo, los consumidores eléctricos que cuelgan de una subestación van creciendo continuamente por lo que al cabo de un tiempo dicha instalación se ve obligada a hacer una inversión económica para mejorar sus instalaciones y aumentarlas de capacidad, en nuestro caso este sería el caso del nudo 1 que es el más crítico de la red, al pasar toda la energía por dicho nudo.

El beneficio obtenido se puede obtener de la siguiente forma:

$$B_1 = C_{inv} \left(1 - \left(\frac{1+i}{1+d} \right)^{\Delta N} \right) = 77542.6 \text{ €}$$

Donde C_{inv} es el coste de la compra e instalación del transformador nuevo, i es el ratio de inflación, d es la tasa de descuento y ΔN es el aplazamiento en años.

Para los cálculos tomaremos $C_{inv} = 175000\text{€}$, $i = 0.02$, $d = 0.03$ y $\Delta N = 60$ años.

5.4. Ahorro en servicios auxiliares

Como vimos en el apartado 3.3.2, uno de los beneficios que podemos obtener al introducir un sistema ESS la posibilidad de regular la energía reactiva.

Si al introducir un ESS con posibilidad de control de reactiva podemos reemplazar al sistema de compensación de reactiva que habría que tener anteriormente en la red de distribución.

La forma más sencilla de obtener este beneficio es sabiendo el coste que tendría instalar un banco de condensadores con la capacidad suficiente para inyectar la reactiva máxima que consume nuestro sistema.

Para determinar la potencia reactiva máxima que puede consumir nuestro sistema nos fijamos en nuestros ensayos y observamos el máximo flujo de reactiva necesario en el peor caso para cumplir con las condiciones de conexión a la red nos exigirán cumplir con un factor de potencia superior a 0.95 para evitar un extra coste por consumo de reactiva [20]. Es decir, necesitaremos poder compensar la siguiente energía reactiva en el peor caso, que es el de punta de demanda diurna en el cual tenemos más consumo de reactiva en proporción con la activa. En este caso tenemos 472 kW de consumo de activa y 154 kvar de reactiva. Si fijamos el factor de potencia en 0.95, obtenemos la potencia aparente máxima de la instalación:

$$S_{max} = \frac{P}{\cos \varphi} = 497 \text{ kVA}$$

Calculamos ahora la potencia reactiva máxima que puede consumir nuestras instalaciones:

$$Q_{max} = S_{max} \cdot \sin \varphi = 155 \text{ kvar}$$

Tenemos que la reactiva máxima que podemos consumir para cumplir con el factor de potencia mínimo de 0,95 es mayor que la reactiva que consumimos en el peor de los escenarios, por tanto, no sería necesario instalar ningún tipo de compensación de reactiva en nuestras instalaciones a día de hoy.

$$B_2 = 0\text{€}$$

5.5. Disminución de la potencia contratada

En el caso de España, la factura eléctrica está muy condicionada por el término de la potencia contratada, al cual dependerá de la potencia máxima que fijamos para nuestra instalación en gran medida.

Según lo que hemos comprobado en los ensayos, podemos reducir el pico máximo de demanda de potencia de la red que tenemos en nuestra subestación introduciendo nuestro ESS. Esto supondrá un coste en nuestra factura. Para calcular este ahorro vamos a comparar el coste de la situación sin ESS y el coste con ESS.

Término de potencia = Precio del kW · kW contratados x días de facturación

Para nuestro caso tenemos que recurrir a tarifas para suministro en media tensión, los distintos tipos de tarifas aplicables se podrían resumir en la siguiente tabla:

Tabla 20 Tarifas de suministro eléctrico [20]

Tarifa de acceso	Suministros que aplica
2.0 2.0DHA 2.0DHS	Suministros en baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10kW
2.1A 2.1DHA 2.1DHS	Suministros en baja tensión con potencia comprendida entre 10 y 15 kW.
3.0	Suministros en baja tensión con potencia contratada superior a 15kW.
3.1A	Suministros comprendidos entre 1 y 36kV con potencia contratada menor o igual a 450kW
6.X	Suministros en tensiones superiores a 30kV

Para nuestro caso estaríamos en la franja tarifaria tipo 6. Dentro del tipo 6 nos encontramos lo siguiente:

Tabla 21 Tarifas de electricidad tipo 6 [20]

Tarifa de acceso tipo 6	Suministros que aplica
6.1	Tensión comprendida entre 1 y 36kV
6.2	Tensión comprendida entre 36 y 72.5kV
6.3	Tensión comprendida entre 72.5 y 145 kV
6.4	Tensión mayor de 145 kV
6.5	Conexiones internacionales

Por tanto en nuestro caso que estamos en 66 kV de conexión, estaríamos en una **tarifa tipo 6.2**. Para calcular el coste de la potencia con esta tarifa, se hace por medio de costes de los distintos 6 periodos publicados en el BOE, que se van actualizando. Para sacar el coste tendremos que multiplicar la potencia contratada en cada uno de los distintos periodos por el precio correspondiente y el coste total será la suma de los costes de los 6 periodos. Estos periodos están descritos en el BOE y están divididos por las zonas de las curvas de demanda.

Para nuestro caso vamos a coger los datos de informe elaborado por el [21] IDAE para el año 2021 en España, en el cual tenemos los siguientes precios para los distintos periodos, los cuales se mantendrán durante el año 2021:

Tabla 22. Término de potencia en tarifa 6.2 [21]

Periodo	Término de potencia (€/kW y año)
P1	22.158348
P2	11.088763
P3	8.115134
P4	8.115134
P5	8.115134
P6	3.702649

Para calcular el coste por término fijo mensual de nuestra instalación aplicamos la siguiente formula:

$$TF = \sum_{P1}^{P6} tpi \cdot Pfi \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right)$$

Donde TF es el coste de término fijo de potencia anual, tpi : es el precio anual del término de potencia del periodo de tarificación i fijado por el BOE y Pfi es la potencia fija contratada de facturación en el periodo i .

5.5.1. Coste sin ESS

En el caso previo a la instalación del ESS tenemos una demanda máxima de 830 kW, por tanto, suponemos que contratamos una tarifa de 850 kW de término fijo.

Aplicando la fórmula del término fijo de potencia obtenemos un coste anual de término fijo de potencia de:

$$TF = \sum_{P1}^{P6} tpi \cdot Pfi \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right) = 52100.89 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

5.5.2. Coste con ESS

En el caso de que instalamos el ESS en nuestras instalaciones, conseguimos reducir la potencia máxima demandada a 570 kW, suponemos que contrataríamos 600 kW de potencia. Esto supondría un coste de término fijo de potencia anual de:

$$TF = \sum_{P1}^{P6} tpi \cdot Pfi \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right) = 36777.10 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

5.5.3. Ahorro por potencia contratada

Analizando los resultados obtenidos podemos ver a simple vista que es un ahorro en dicho término fijo de potencia de aproximadamente el cuarenta por ciento, siendo un resultado bastante significativo como para tenerlo en cuenta para nuestra toma de decisiones.

Siendo este ahorro:

$$B_3 = 15323.79 \text{ €/año}$$

5.6. Ahorro en gestión de la carga

Este es el punto más interesante de la instalación de un ESS para nuestro operador, el cual obtiene un ahorro al comprar la energía para almacenarla en horas valle y consumiendo dicha energía en las horas punta, obteniendo un beneficio económico de la diferencia de precios de compra. Como vimos en el apartado 3.3.4, este beneficio diario se puede obtener de la siguiente forma:

$$B_4 = \sum_{i=1}^{24} C_{Ei} P_i$$

Donde C_{E_i} (€/kWh) es el coste de la energía, el cual depende de la tarifa y hora de consumo y P_i (kW) potencia para cada hora i del ESS. Hay que resaltar que solo se pueden obtener beneficios si la eficiencia del ESS es mayor que el ratio (precio de hora valle/precio de hora punta). Por tanto, tenemos que aplicar a este resultado el rendimiento del sistema de almacenamiento seleccionado.

Lo primero que tenemos que saber es los costes de la energía por tramos horarios, como comentamos en apartados anteriores, están divididos en periodos para nuestro caso, dichos periodos horarios están definidos en el BOE para distintos tipos de días:

Tabla 23. Periodos tarifarios tarifa 6.2 [20]

Periodo	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
P1	16-22			
P2	8-16 22-24			
P3		9-15		
P4		8-9 15-24		
P5			8-24	
P6	0-8	0-8	0-8	0-24

Siendo los tipos de días los siguientes:

- Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.
- Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media
- Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto Agosto en el sistema peninsular y el mes de menor demanda en los sistemas extra peninsulares e insulares.
- Tipo D: sábados, domingos, festivos y Agosto en el sistema peninsular.

De cara a nuestros cálculos vamos a suponer que estamos en la península, donde la temporada alta son los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero, por tanto son cuatro meses.

Luego la temporada media se corresponde con los meses de marzo, abril, julio y octubre, que serían cuatro meses.

Por último, la temporada baja se corresponde con los meses de mayo, junio y septiembre, que serían cuatro meses.

Para hacer los cálculos por tanto vamos a considerar que un 30 % de los días son tipo A, un 30 % tipo B, un 30 % tipo C y un 10 % tipo D.

Por tanto, aplicaremos la siguiente fórmula:

$$B_4 = 0.3 \cdot B_{4A} + 0.3 \cdot B_{4B} + 0.3 \cdot B_{4C} + 0.1 \cdot B_{4D}$$

Los costes de consumo de los distintos periodos por consumo serán los siguientes:

Tabla 24 Término de consumo de energía en tarifa 6.2 [21]

Periodo	Término de consumo €/kWh
P1	0.015587
P2	0.011641
P3	0.006204
P4	0.003087
P5	0.001993
P6	0.001247

También es necesario fijar las horas de punta y de valle en cada periodo, que serán en las que compremos o consumamos energía de nuestro ESS.

El precio de compra lo tenemos fijado según nuestra tarifa, donde utilizaremos solo el término del consumo de la tabla 24 buscando comprar en el periodo más barato disponible para comprar y el más caro para consumir nuestra energía.

5.6.1. Ahorro Tipo A

Para el periodo tipo A, nos encontramos en temporada alta en periodo de lunes a viernes. Para determinar el ahorro obtenido, obtenemos la diferencia de coste entre la energía que compramos en las horas valle con tarifa P6 y la energía que consumimos en las horas punta que se corresponderá con la tarifa P1.

Vamos a descargar la siguiente energía durante las horas de punta:

$$230kW \cdot 5horas = 1150kWh$$

Durante el valle repondremos nuestra batería, si tenemos en cuenta el rendimiento de estas, tendremos que comprar la siguiente energía:

$$\frac{\text{Energía suministrada}}{\text{Rendimiento}} = \frac{1150kWh}{0,7} \cong 1643kWh$$

Si tenemos en cuenta que nuestro sistema tiene una potencia de 230kW, vemos que tendremos que **comprar energía durante unas 7 horas aproximadamente de tarifa P6:**

$$\frac{1643kWh}{230kW} \cong 7.15 \text{ horas}$$

Teniendo en cuenta los datos del periodo tipo A y las horas que vamos a comprar consumir energía tendremos el siguiente ahorro diario:

$$B_{4A} = 1150kWh \cdot 0.015587 \frac{\text{€}}{kWh} - 1643kWh \cdot \frac{0.001247\text{€}}{kWh} = 15.87\text{€/día}$$

5.6.2. Ahorro Tipo B

Para el periodo tipo B, nos encontramos en temporada media en periodo de lunes a viernes. Para determinar ahorro obtenido, obtenemos la diferencia de coste de la compra de la energía en hora valle con tarifa P6 y la energía que consumimos en hora punta con tarifa P3.

Vamos a descargar la siguiente energía durante las horas de punta:

$$230kW \cdot 5 \text{ horas} = 1150kWh$$

Durante el valle repondremos nuestra batería, si tenemos en cuenta el rendimiento de estas, tendremos que comprar la siguiente energía:

$$\frac{\text{Energía suministrada}}{\text{Rendimiento}} = \frac{1150kWh}{0,7} \cong 1643kWh$$

Si tenemos en cuenta que nuestro sistema tiene una potencia de 230kW, vemos que tendremos que **comprar energía durante unas 7 horas aproximadamente de tarifa P6:**

$$\frac{1643kWh}{230kW} \cong 7.15 \text{ horas}$$

Teniendo en cuenta los datos del periodo tipo B y las horas que vamos a comprar y consumir energía tendremos el siguiente ahorro diario:

$$B_{4B} = 1150kWh \cdot 0.006204 \frac{\text{€}}{kWh} - 1643kWh \cdot \frac{0.001247\text{€}}{kWh} = 5.09\text{€/día}$$

5.6.3. Ahorro Tipo C

Para el periodo tipo C, nos encontramos en temporada baja en periodo de lunes a viernes. Para determinar el ahorro obtenido, obtenemos la diferencia de coste entre la energía comprada en hora valle con tarifa P6 y la energía consumida en hora punta con tarifa P5.

Vamos a descargar la siguiente energía durante las horas de punta:

$$230kW \cdot 5horas = 1150kWh$$

Durante el valle repondremos nuestra batería, si tenemos en cuenta el rendimiento de estas, tendremos que comprar la siguiente energía:

$$\frac{\text{Energía suministrada}}{\text{Rendimiento}} = \frac{1150kWh}{0,7} \cong 1643kWh$$

Si tenemos en cuenta que nuestro sistema tiene una potencia de 230 kW, vemos que tendremos que **comprar energía durante unas 7 horas aproximadamente de tarifa P6:**

$$\frac{1643kWh}{230kW} \cong 7.15 \text{ horas}$$

Teniendo en cuenta los datos del periodo tipo C y las horas que vamos a comprar y consumir energía tendremos el siguiente ahorro diario:

$$B_{4C} = 1150kWh \cdot 0.001993 \frac{\text{€}}{kWh} - 1643kWh \cdot \frac{0.001247\text{€}}{kWh} = 0.24\text{€/día}$$

5.6.4. Ahorro Tipo D

Para el periodo tipo D, nos encontramos en sábados, domingos festivos y agosto. Para determinar el ahorro obtenido, obtenemos la diferencia de coste entre la compra de energía en hora valle con tarifa P6 y el consumo de energía en hora punta con tarifa P6.

Vamos a descargar la siguiente energía durante las horas de punta:

$$230kW \cdot 5horas = 1150kWh$$

Durante el valle repondremos nuestra batería, si tenemos en cuenta el rendimiento de estas, tendremos que comprar la siguiente energía:

$$\frac{\text{Energía suministrada}}{\text{Rendimiento}} = \frac{1150kWh}{0,7} \cong 1643kWh$$

Si tenemos en cuenta que nuestro sistema tiene una potencia de 230kW, vemos que tendremos que **comprar energía durante unas 7 horas aproximadamente de tarifa P6**:

$$\frac{1643kWh}{230kW} \cong 7.15 \text{ horas}$$

Teniendo en cuenta los datos del periodo tipo D y las horas que vamos a comprar y vender energía tendremos el siguiente beneficio diario:

$$B_{4D} = 1150kWh \cdot 0.001247 \frac{\text{€}}{kWh} - 1643kWh \cdot \frac{0.001247\text{€}}{kWh} = -0.61\text{€/día}$$

Al tener la misma tarifa durante todo el día en el periodo tipo D, debido a que el rendimiento del ESS es inferior a la unidad, incurriríamos en pérdidas si utilizamos nuestro sistema ESS. Por tanto, decidimos no utilizarlo durante este periodo.

5.6.5. Calculo del ahorro

Para hacer los cálculos del ahorro consideramos que durante los periodos tipo D no utilizaremos nuestro sistema de almacenamiento ya que reduciríamos nuestro ahorro. Para calcular el ahorro aplicamos la formula siguiente:

$$\begin{aligned} B_4 &= 0.3 \cdot B_{4A} + 0.3 \cdot B_{4B} + 0.3 \cdot B_{4C} = 0.3 \cdot 15.87 + 0.3 \cdot 5.09 + 0.3 \cdot 0.24 \\ &= \mathbf{6.36\text{€/día}} \end{aligned}$$

Capítulo 6. Costes de un ESS

Para poder analizar la inversión en un ESS tenemos que tener en cuenta tanto los beneficios (calculados en el apartado 5) como los costes.

Los costes a considerar son el coste inicial y el coste derivado de la operación y mantenimiento del ESS.

6.1. Coste inicial

Este es el desembolso inicial que tendremos que hacer en nuestro sistema de ESS, por tanto este coste será desembolsado en la actualidad y así se valorará en el estudio de la inversión.

Un término relacionado con la capacidad de almacenamiento de energía máxima de nuestro sistema y el otro término relacionado con la potencia máxima que le solicitamos a nuestro sistema, la cual nos marcará como poder gestionar los ciclos de carga y descarga del ESS. [6]

$$C_0 = C_W \cdot W_{max} + C_P \cdot P_{max}$$

Siendo C_W ($\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$) el coste por kilovatio hora de capacidad, W_{max} (kWh) la capacidad máxima de almacenamiento, C_P ($\frac{\text{€}}{\text{kW}}$) el coste por kilovatio de potencia y P_{max} (kW) la potencia máxima.

Los costes los obtenemos de la tabla 19. En cuanto a la capacidad de almacenamiento es 1150 kWh como vimos en el apartado 5 y la potencia máxima solicitada es 230 kW como vimos en el apartado 4.

Por tanto obtenemos:

$$C_0 = C_W \cdot W_{max} + C_P \cdot P_{max} = 100 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \cdot 1150 \text{ kWh} + 426 \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) \cdot 230 \text{ kW} = \mathbf{212980\text{€}}$$

6.2. Coste de operación y mantenimiento

El coste de operación y mantenimiento de nuestro sistema ESS comprende todos los gastos necesarios para el funcionamiento de nuestro ESS sin incluir los costes de compra/venta de energía. Para un año se pueden estimar como la suma de dos términos independientes. Un término relacionado con la potencia nominal del sistema y un término variable dependiente de la energía descargada a la red desde nuestro ESS. [6]

$$C_{O\&M} = C_{Mf} \cdot P_{max} + C_{Mv} \cdot W_{anual}$$

Siendo $C_{Mf} \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right)$ el coste fijo de operación y mantenimiento debido a la potencia, P_{max} la potencia máxima, $C_{MMvf} \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right)$ el coste dependiente del uso de la instalación en carga y descarga y W_{anual} la energía descargada por nuestro ESS en un año. Estos valores los tenemos en la tabla 19.

En nuestro caso la energía descargada en un año se puede calcular de forma sencilla, ya que descargamos durante todos los días la energía máxima almacenada:

$$W_{anual} = W_{max} \cdot 365 \text{ días} = 419750 \text{ kWh/año}$$

Por tanto nos queda:

$$C_{O\&M} = 9 \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right) \cdot 230 \text{ kW} + 0 \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right) \cdot 419750 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} = \mathbf{2070\text{€/año}}$$

Capítulo 7. Análisis económico de la inversión

En este capítulo estudiaremos si es interesante acometer la inversión en un ESS por parte de la compañía distribuidora propietaria de la subestación. Para ello estudiaremos los indicadores económicos, buscando maximizar el valor actual neto, VAN a partir de ahora, es el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, lo cual nos indicara si es interesante acometerla.

Antes de poder analizar la inversión con todos los datos económicos llevados al presente, tenemos que tener claro el horizonte temporal de la inversión. Para ello se ha buscado un modelo en el mercado que sea parecido a las características que buscamos, siendo una batería VRB de 250 kW con capacidad 1000 kWh [22].

En dicha ficha técnica [22] podemos ver que la vida estimada por el fabricante es superior a 20 años, por tanto, tomamos 20 años como el horizonte temporal de nuestra inversión.

7.1. VAN de la inversión

Para hacer los cálculos económicos necesitamos llevarnos los ahorros y los costes al presente aplicando las respectivas variaciones monetarias anuales, luego sumaremos todos los VAN de los respectivos ahorros para tener el valor del ahorro actualizado al presente.

7.1.1. VAN del ahorro

Para calcular el VAN del ahorro utilizaremos los datos calculados en el apartado 5 y nos llevaremos estos ahorros al presente. Dependiendo de cada tipo de ahorro tendremos en cuenta distintos factores.

7.1.1.1. VAN del ahorro en aplazamiento de las mejoras

Como vimos en el apartado 5.3, en el cálculo de este ahorro ya se tiene en cuenta los factores monetarios para obtener el ahorro con un valor monetario actual:

$$VANB_1 = B_1 = C_{inv} \left(1 - \left(\frac{1+i}{1+d} \right)^{\Delta N} \right) = 77542.6€$$

7.1.1.2. VAN del ahorro en servicios auxiliares

Como vimos en el apartado 5.4, el ahorro en servicios auxiliares de compensación de reactiva se produce en el presente por tanto no hay que llevarlo al presente, en nuestro caso este beneficio es nulo:

$$VANB_2 = B_2 = 0€$$

7.1.1.3. VAN del ahorro por disminución de potencia contratada

En el apartado 5.5 obtuvimos el ahorro anual en la factura por la reducción de coste en el término de potencia:

$$B_3 = 15323.79 \text{ €/año}$$

Este valor es anual, por tanto tenemos que tener en cuenta este ahorro para todos los años del horizonte temporal de la inversión y además actualizarlo al presente.

Para ello aplicamos la fórmula del VAN:

$$VANB_3 = B_3 \cdot \frac{(1+d)^N - 1}{dx(1+d)^N} = 227979.3€$$

Donde d es la tasa de descuento con valor 0.03 y N son los 20 años de horizonte de la inversión.

7.1.1.4. VAN del ahorro en gestión de la carga

Ahora calculamos el valor actualizado de los beneficios anuales obtenidos por la gestión de la compra-venta de la energía almacenada en nuestro ESS como vimos en el apartado 5.6.

Siendo el VAN:

$$B_4 = 6.36 \frac{\text{€}}{\text{día}} \cdot 365 \frac{\text{día}}{\text{año}} = 2321.4\text{€/año}$$

$$VANB_4 = B_3 \cdot \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N} = 34536.57\text{€}$$

Donde d es la tasa de descuento con valor 0.03 y N son los 20 años de horizonte de la inversión.

7.1.1.5. Calculo del VAN del ahorro

Para conseguir el valor presente del ahorro sumamos los distintos valores de los beneficios obtenidos, resultando:

$$VANB = \sum_{i=1}^4 B_i = 340058.47\text{€}$$

7.1.2. VAN del coste

Ahora vamos a llevarnos los costes derivados del sistema ESS al presente para poder obtener el VAN de nuestra inversión.

Para los costes tenemos el coste inicial de la inversión y el coste anual derivado de la operación y mantenimiento de nuestro ESS, el cual nos llevaremos al momento presente.

Utilizando los valores obtenidos en el apartado 6.2, calculamos el VAN del coste de operación y mantenimiento:

$$VANC_{O\&M} = C_{O\&M} \cdot \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N} = 30796.37\text{€}$$

Donde d es la tasa de descuento con valor 0.03 y N son los 20 años de horizonte de la inversión.

7.1.3. Calculo del VAN de la inversión

Ahora vamos a calcular el VAN de la inversión para ver si es interesante acometerla o no dependiendo del resultado.

$$VAN = -C_0 - VAN C_{O\&M} + VAN B = \mathbf{96282.1\text{€}}$$

Por tanto vemos que la inversión es interesante desde el punto de vista económico, obteniendo un VAN positivo.

7.2. Calculo de la TIR

La tasa interna de retorno (la denominaremos TIR a partir de ahora) es la tasa de interés o rentabilidad esperada de un proyecto de inversión.

La forma más sencilla de calcularla es igualando el valor del VAN a cero y despejando de la siguiente ecuación:

$$VAN = (-C_0 + B_2 + B_1) + B_{anual} \cdot \frac{(1 + TIR)^N - 1}{TIR(1 + TIR)^N} = 0$$

Donde el ahorro anual será la diferencia entre los beneficios anuales y los costes anuales y el desembolso inicial será el coste de compra de nuestro ESS menos el ahorro B_2 y B_1 que se produce en el presente.

$$B_{anual} = B_3 + B_4 - C_{O\&M} = 15575.19\text{€}$$

Despejando obtenemos:

$$TIR = 0.0969 = \mathbf{9.69\%}$$

En nuestro caso obtenemos un valor de la TIR superior a la tasa de descuento de la inversión (d es la tasa de descuento con valor 0.03).

7.3. Calculo del tiempo de retorno

Otro parámetro interesante de una inversión es el tiempo de retorno (TR a partir de ahora), la cual es el tiempo que tardaremos en recuperar nuestra inversión inicial.

Capítulo 7. Análisis económico de la inversión

La podemos obtener despejando de la ecuación del VAN el tiempo de inversión:

$$VAN = (-C_0 + B_2 + B_1) + B_{anual}x \frac{(1 + d)^{TR} - 1}{d(1 + d)^{TR}} = 0$$

Despejando obtenemos:

$$TR = 10.23 \text{ años} \cong \mathbf{10 \text{ años y 3 meses}}$$

En nuestro caso obtenemos un TR inferior a nuestro horizonte de la inversión (N son los 20 años de horizonte de la inversión).

Capítulo 8. Conclusiones y trabajos futuros

En este apartado vamos a presentar las conclusiones obtenidas del estudio realizado tanto desde el punto de vista técnico como desde el punto de vista económico y para finalizar se hablara sobre posibles estudios futuros relacionados con este.

8.1. Conclusiones económicas

Para obtener unas conclusiones económicas, vamos a fijarnos en los valores obtenidos de los parámetros calculados.

En cuanto al VAN dependiendo de su valor podemos sacar distintas conclusiones:

- **VAN>0**, implica que obtenemos beneficio económico de la inversión.
- **VAN=0**, los cobros y los pagos se anulan mutuamente, resultando indiferente la inversión desde el punto de vista económico.
- **VAN<0**, los pagos superan a los cobros, descartando la inversión.

En nuestro caso obtenemos un valor positivo, lo cual ya nos indica que es recomendable acometer la inversión.

Para la TIR dependiendo de su valor también tenemos distintos casos comparándola con la tasa de descuento obtenida:

- **TIR>d**, El rendimiento obtenido de la inversión es superior a la tasa mínima de rentabilidad.
- **TIR=d**, no conseguiríamos superar la rentabilidad mínima exigida, se podría llevar a cabo la inversión por algún motivo que no sea económico.
- **TIR<d**, No alcanzamos la rentabilidad mínima exigida.

Capítulo 8. Conclusiones y trabajos futuros

En nuestro caso la TIR es superior a la tasa de descuento, por tanto la inversión superar la rentabilidad exigida y es interesante acometerla.

Para el tiempo de retorno, tenemos que tener presente el horizonte temporal de la inversión, en función de esto tenemos:

- **TR < N/2**, Recuperamos nuestro dinero antes del ecuador de la inversión. Es una inversión con gran liquidez.
- **TR < N**, Recuperamos nuestro dinero antes del fin del proyecto. Es una inversión con liquidez baja.
- **TR > N**, No recuperamos nuestro dinero durante la vida útil del proyecto. No es interesante acometerla.

En nuestro caso la TR es ligeramente superior a la mitad del horizonte temporal de la inversión.

Como resumen económico podemos utilizar la tabla 25:

Tabla 25. Resumen de indicadores económicos de la inversión.

Indicador	Valor obtenido	Criterio de aceptacion	Resultado
VAN	96282.1 €	>0	Aceptable
TIR	9.69%	>d (d=3%)	Aceptable
TR	10 años y 3 meses	<N(N=20años)	Aceptable

Por tanto en nuestro caso la inversión es rentable desde todos los puntos de vista, por tanto, se recomienda llevarla a cabo.

8.2. Estimación de inversiones futuras

En este apartado vamos a estudiar la inversión considerando que se reduce el coste de la inversión en nuestro sistema ESS. Esto se plantea ya que estos sistemas están reduciendo su coste considerablemente en los últimos años con las nuevas investigaciones tecnológicas. Por tanto, es un factor interesante a considerar.

Vamos a plantear dos posibles casos, coste de inversión del setenta y cinco por ciento y coste de inversión del cincuenta por ciento.

8.2.1. Coste de inversión del 75%

Para este caso vamos a plantear los cálculos modificando el valor del coste de inversión inicial al 75% del valor calculado, quedando:

$$C_{0-75\%} = C_0 \cdot 0.75 = 212980\text{€} \cdot 0.75 = 159735\text{€}$$

Con este valor de inversión inicial repetimos los cálculos para el VAN:

$$VAN_{75\%} = -C_{0-75\%} - VAN_{C_{O\&M}} + VAN_B = 149527.1\text{€}$$

Calculamos a continuación el valor de la TIR:

$$VAN_{75\%} = (-C_{0-75\%} + B_2 + B_1) + B_{anual} \cdot \frac{(1 + TIR_{75\%})^N - 1}{TIR_{75\%}(1 + TIR_{75\%})^N} = 0$$

Despejando obtenemos:

$$TIR_{75\%} = 0.1829 = 18.29\%$$

Por último calculamos el valor del tiempo de retorno para este caso:

$$VAN_{75\%} = (-C_0 + B_2 + B_1) + B_{anual} \cdot \frac{(1 + d)^{TR_{75\%}} - 1}{d(1 + d)^{TR_{75\%}}} = 0$$

Despejando obtenemos:

$$TR_{75\%} = 5.83 \cong 5 \text{ años y } 10 \text{ meses}$$

Como resumen económico de este caso podemos utilizar la tabla 26:

Tabla 26 Resultado económico con coste de inversión del 75%

Indicador	Valor obtenido para el 75% del coste de inversión	Valor obtenido para el 100% del coste de inversión	Criterio de mejora	Mejora en %
VAN	149527.1€	96282.1 €	aumento	55.3%
TIR	18.29%	9.69%	aumento	88.75%
TR	5 años y 10 meses	10 años y 3 meses	reducción	43.01%

Vemos que reduciendo el coste de inversión inicial en un 25%, aumentamos los beneficios en más de un 50%, se aumenta la rentabilidad esperada en más de un 80% y se reduce el tiempo para recuperar el dinero en más de un 40%.

Por tanto en nuestro caso la inversión se mejora considerablemente al reducir el coste de la inversión inicial en una cuarta parte.

8.2.2. Coste de inversión del 50%

Para este caso vamos a plantear los cálculos modificando el valor del coste de inversión inicial al 50% del valor calculado, quedando:

$$C_{0-50\%} = C_0 \cdot 0.50 = 212980\text{€} \cdot 0.50 = 106490\text{€}$$

Con este valor de inversión inicial repetimos los cálculos para el VAN:

$$VAN_{50\%} = -C_{0-50\%} - VAN_{C_{O\&M}} + VAN_B = 202272.1\text{€}$$

Calculamos a continuación el valor de la TIR:

$$VAN_{50\%} = (-C_{0-50\%} + B_2 + B_1) + B_{anual} \cdot \frac{(1 + TIR_{50\%})^N - 1}{TIR_{50\%}(1 + TIR_{50\%})^N} = 0$$

Despejando obtenemos:

$$TIR_{50\%} = 0.5379 = 53.79\%$$

Por último calculamos el valor del tiempo de retorno para este caso:

$$VAN_{50\%} = (-C_0 + B_2 + B_1) + B_{anual} \cdot \frac{(1 + d)^{TR_{50\%}} - 1}{d(1 + d)^{TR_{50\%}}} = 0$$

Despejando obtenemos:

$$TR_{50\%} = 1.94 \cong 1 \text{ año y } 11 \text{ meses}$$

Como resumen económico de este caso podemos utilizar la tabla 28:

Tabla 27 Resultado económico con coste de inversión del 50%

Indicador	Valor obtenido para el 50% del coste de inversión	Valor obtenido para el 100% del coste de inversión	Criterio de mejora	Mejora en %
VAN	202272.1€	96282.1 €	aumento	110.08%
TIR	53.79%	9.69%	aumento	455.11%
TR	1 año y 11 meses	10 años y 3 meses	reducción	81.04%

Vemos que reduciendo el coste de inversión inicial en un 50%, aumentamos los beneficios en más de un 110%, se aumenta la rentabilidad esperada en más de un 450% y se reduce el tiempo para recuperar el dinero en más de un 80%.

Por tanto en nuestro caso la inversión se mejora exponencialmente al reducir los costes de inversión inicial.

8.3. Trabajos futuros

Como continuación o estudio relacionado con este trabajo sería muy interesante incluir en los estudios además del ESS en la red de distribución también un sistema de generación distribuida. Con esto se podría estudiar tanto desde el punto de vista económico como desde el punto de vista técnico el efecto de esta combinación de tecnologías, la cual bajo mi punto de vista es el futuro y podría provocar llegar a un sistema de generación y distribución cien por cien renovable.

Otro punto a estudiar sería la reducción de pérdidas en la red al reducir el consumo de energía reactiva tanto desde el punto de vista técnico como desde el punto de vista económico.

En nuestro caso el ESS se considera en una instalación industrial, en este tipo de instalaciones hay que tener un sistema de alimentación ininterrumpida para evitar que al menos los sistemas más críticos de la planta no se paren durante un apagón o fallo en la red. Con el sistema ESS podríamos ampliar este servicio a cubrir el funcionamiento de la instalación durante un periodo de tiempo suficiente para esperar a restablecer la red por tanto, podríamos evitar el paro y arranque de la planta suponiendo un ahorro al evitar el coste de la parada de la planta. Se podría considerar como un sistema para sustituir al sistema de grupos electrógenos, los cuales suelen ser problemáticos en las plantas a la hora de arrancarlos y además provocan grandes costes de instalación por la protección contra incendios y la evacuación de los gases de combustión.

Las tecnologías de almacenamiento están avanzando de forma exponencial lo que provocara unas mejoras de capacidad, almacenamiento y rendimiento considerables además de una reducción de sus costes haciéndolas cada día más interesantes y asequibles.

Bibliografía

- [1] Artículo sobre las baterías de Battery University:
https://batteryuniversity.com/learn/article/when_was_the_battery_invented
- [2] Diccionario de la lengua española: <http://www.rae.es/>
- [3] Juan Manuel Mauricio (U.S.) “Requisitos de conexión y códigos de red” 2019. Diagramas de selección de tecnologías de baterías en función de la potencia y la capacidad.
- [4] Haisheng chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li & yulong Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review”, Progress in natural Science, volume 19, Issue 3, March 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07014
- [5] Vladimir Stanojevic, James Schofield, Mark Bilton, Goran Strbac & Jelena Dragovic “Application of demand side response and energy storage to enhance the utilization of the existing distribution network capacity”, 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), doi: 10.1049/cp.2013.0970.
- [6] F. A. Chacra, P. Bastard, G. Fleury and R. Clavreul, "Impact of energy storage costs on economical performance in a distribution substation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 2, pp. 684-691, May 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846091.
- [7] REE., datos de extensión de redes de transporte en la España peninsular en los últimos años. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/avance-del-informe-del-sistema-electrico-espanol-2019>

- [8] Omie: <http://www.omie.es/>
- [9] CNMC: <https://www.cnmc.es/2016-11-22-el-gasto-promedio-de-los-espanoles-en-electricidad-es-de-563-euros-al-mes-por-hogar>
- [10] Alejandro Pernía Caro, “Impacto del vehículo eléctrico y la generación distribuida en una red urbana de de BT”, publicado por la U.S., Julio 2016: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/90876/fichero/IMPACTO+DEL+VEHICULO+ELECTRICO+Y+LA+GENERACION+DISTRIBUIDA+EN+UNA+RED+URBANA+DE+BT.pdf>
- [11] Enlace a página web de base de datos de autonomía de coches eléctricos: <https://ev-database.org/cheatsheet/useable-battery-capacity-electric-car>
- [12] Enlace a BOE sobre calidad de suministro: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2000/12/01/1955/con>
- [13] BOE número 83 del 6 de abril de 2016-Sec I página 24013: <https://www.boe.es/boe/dias/2016/04/06/pdfs/BOE-A-2016-3275.pdf>
- [14] IDAE-Spanhouse
<http://www.idae.es/index.php/idpag.802/relcategoria.1368/relmenu.363/mod.pags/mem.detalle>
- [15] PowerWorld (descarga de software): <https://www.powerworld.com/download-purchase/demo-software> y guías de usuario: <https://www.powerworld.com/knowledge-base/powerworld-simulator-user-guides>.
- [16] REE, Informe de REE del sistema eléctrico Español del año 2018 https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2018/inf_sis_elec_ree_2018.pdf
- [17] INE, cálculo de variaciones del IPC en España <https://www.ine.es/varipc/>
- [18] Tesoro público de España <https://www.tesoro.es/deuda-publica/historico-de-estadisticas/tipo-inter%C3%A9s-medio>
- [19] Junta de Andalucía, Proyecto básico de estación transformadora 20/66 kV y línea aérea 66 kV para evacuación de la planta solar de DON RODRIGO II, https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/tramite_informacion_publica/19/03/PROYECTO_se.pdf “Proyecto básico de estación transformadora 20&66kV y línea aérea 66kV para evacuación de la planta solar de DON RODRIGO II” en el término municipal de Alcalá de Guadaira.

Bibliografía

- [20] BOE número 268 del 8 de noviembre de 2001 sobre tarificación eléctrica
<https://www.boe.es/boe/dias/2001/11/08/pdfs/A40618-40629.pdf>
- [21] IDAE con las tarifas 6.2 de facturación de la electricidad:
https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/tarifas_reguladas_enero_2021.pdf
- [22] Ficha técnica de VRB de E22:
<https://energystoragesolutions.com/documents/Datasheet-E22-250kW.pdf>

Anexo A. Fichas técnicas

DATASHEET
250kW 1,000kWh

E22 ENERGY
STORAGE
SOLUTIONS

DATASHEET
250kW 1,000kWh

“
Our products are designed to deliver the lowest total cost of energy (LCOE) along with industry leading reliability.”

About E22

E22 Energy Storage Solutions is a part of the Group Gransolar group of companies with an extensive global presence.

As a part of our vision we provide total energy solutions, integrating Photovoltaic (PV) power generation with energy storage, project engineering and energy management.

To guarantee our reliability and quality and underpin "bankability", **E22** products have been verified by third-party certification entities together with a flexible supply chain, and our inhouse fabrication facility.



250kW 1,000kWh

Vanadium Redox Flow Battery

The product is an electro-chemical, all vanadium, electrical energy, storage system which includes remote diagnostics and continuous monitoring of all parameters, including the state of charge (SOC). Solutions are built around a modular building block consisting of a 250kWac power module with various number of hours of energy storage ranging from 2 to 8 hours. Connecting multiple modules in parallel allows systems of up to 10MW to be configured.

E22 works to optimize the solutions based on customer requirements and site conditions including integrating with PV and onsite loads in Behind the meter, utility and microgrid solutions.

E22 Energy Storage Solutions

Avenida de Barajas 32
Parque Empresarial Omega
Edificio A
28108 Alcobendas
Spain

(+34) 960 918 522
info@energystoragesolutions.com



DATASHEET
 250kW 1,000kWh

Distinguishing features are:

- Product life exceeds 10,000 cycles at full power and 100% depth of discharge (DOD)
- Operation at partial states of charge (SOC) has no impact on life, allowing effective upward and downward ramp control.
- Fast dynamic Response: <70ms from maximum charge to maximum discharge.
- Operational life greater than 20 years for most components.
- Independent power and energy scaling allow systems to exactly fit customer needs.
- Low component count and robust design yield very high availability.
- Low maintenance costs and unmanned operation.
- Ease of permitting – non-flammable, low temperature and low pressure.
- No electrode management is required, so system is available continuously.

Applications:

- Bulk energy storage and dispatch on demand
- Relief of grid capacity constraints
- Avoidance of curtailment of new intermittent renewable energy sources
- Voltage support in the local distributed network
- Balancing services to the Grid network (ancillary services)
- Island grid operation -frequency and voltage control
- Integrated operation in with Renewable energy generation

In Grid Connected mode, the supervisory control provided by the owner will send instructions and set points to the product. The E22 product provides controllable power and voltage control.

In the microgrid configuration, the E22 product will provide an energy management (EMS) function control to operate the microgrid, controlling frequency and voltage and coordinating with loads and other generation sources. This EMS function will be adaptive and configurable.

PARAMETER		RATING	NOTES
Power rating output (nominal)	kWac:400-690V 50/60Hz	250kW	
Overload capability	Discharge Charge	30% 1 hour 25% 45 minutes	When SOC is >60% When SOC is <25%
Response time AC	-100% to +100% output	<70ms	Excludes latency effects
Transition between grid & island mode		<400ms	
Containerized electrolyte tanks		Fully reusable	
Cycles		Unlimited	Partial or 100% DOD, multiple times a day
DC-DC Round Trip efficiency (RTE)		76%	Mesured at constant current 100% duty cycle
Storage Duration		2 to 8 hours	Customer selected
DC bus voltage		300 to 800V	Depends on configuration
Self-discharge	%/day	0.05%	
Noise leveldBa @1 meter		<75dBa	
Warranty	Standard Option	5years 10years	No cycles limitations No cycles limitations
Certifications/Standards		IEEE519, IEEE1547, UL1741, EN 62103	
Dimensions 1MW 4MWh	LxWxH	24x15x4m	
Weight	Kg Kg	10,900kg 132,345kg	Excluding electrolyte Including electrolyte 4 hours
Fire, Health and Safety		Does not burn, no fire suppression requirements	NFPA 704 Category "0"
Altitude		<2000m	Derating after this level based on cooling
Ambient operating Temperature		-20°C to 50°C (14°F to 131°F)	Outside this range special conditioning required