UNIVERSIDAD DE OVIEDO

Escuela de
Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo

Máster en Ingeniería de Minas

Trabajo Fin de Máster

Impacto del autoconsumo eléctrico en las redes de distribución de baja tensión

Autor: Laura Rodríguez Rodríguez

Tutor: José Coto Aladro

Co-tutor: Carlos Hiram Rojas García

Oviedo, Junio de 2017

Resumen

El objetivo del trabajo es analizar el potencial impacto en la operación de las redes de distribución de energía eléctrica en baja tensión, derivado del despliegue de instalaciones de autoconsumo en el sector residencial. Para llevar a cabo el análisis, se considerarán varias estrategias que el consumidor final podría adoptar en la gestión de su instalación de autoconsumo:

- Maximizar la energía que es autoconsumida en el punto de generación.
- Maximizar el beneficio económico por la venta de energía a la red eléctrica.

La memoria del trabajo está estructurada en dos partes principales: la primera, se centra en estado del arte del autoconsumo, revisando la legislación vigente, así como el estado de la tecnología de paneles solares y sistemas de almacenamiento energético; la segunda incluye el análisis sobre el impacto en las redes de distribución simulando una red tipo en DIgSILENT PowerFactory.

CONTENIDO

I. ESTADO DEL ARTE 10

1. SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL 11

2. MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL 14

2.1. Nueva figura en el mercado eléctrico: el autoconsumidor 17

3. REGULACIÓN DE AUTOCONSUMO EN ESPAÑA: REAL DECRETO 900/2015 19

4. ASPECTOS ECONÓMICOS DEL AUTOCONSUMO A NIVEL MUNDIAL 23

4.1. Cargos al autoconsumo: Alemania, Portugal y Reino Unido 26

4.2. Contribución económica al sistema eléctrico español: Real Decreto 900/2015 29

4.2.1. Interpretación económica del Real Decreto 900/2015 30

5. ROADMAP: ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA 33

6. ROADMAP: ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA 39

6.1. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento energético 40

6.2. Tecnologías de almacenamiento energético 42

6.3. Grupo Interplataformas de Almacenamiento (GIA) 43

II. DESARROLLO DEL ESTUDIO 46

7. OBJETIVO 47

8. DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL 48

8.1. Paneles solares 49

8.2. Sistemas de almacenamiento energético residencial 51

9. DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN EN DIGSILENT POWERFACTORY 58

9.1. Modelo de referencia de la red de distribución de BT 59

9.1.1. Implementación de la red de BT en DIgSILENT PowerFactory 61

9.2. Perfil de carga residencial y precio de la energía 63

9.3. Implementación del modelo fotovoltaico 65
9.3.1. Características de los módulos fotovoltaicos 70
9.4. Implementación del modelo de la batería 72
9.4.1. Características de la batería 73
10. ESTRATEGIAS DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO 77
11. ANÁLISIS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN BT 80
11.1. Simulación 1 82
11.2. Simulación 2 98
11.3. Simulación 3 109
11.4. Simulación 4 120
12. CONCLUSIONES 131
BIBLIOGRAFÍA 135

Lista de figuras

Figura 2.1.Estructura tradicional del sistema eléctrico español. Fuente: BCG 14
Figura 2.2.Costes del sistema eléctrico. Fuente: BCG 15
Figura 2.3.Ingresos del sistema eléctrico. Fuente: BCG 15
Figura 2.4.Equivalencia entre costes e ingresos en el sistema eléctrico. Fuente: BCG . 16
Figura 2.5.Estructura del sistema eléctrico con autoconsumo. Fuente: BCG 18
Figura 2.6.Distribución de costes e ingresos con la modalidad de autoconsumo. Fuente: BCG 18
Figura 3.1.Equipos de medida en modalidad tipo 1. Fuente: twenergy 20
Figura 3.2.Equipos de medida en modalidad tipo 2. Fuente: twenergy 21
Figura 4.1.Esquemas regulatorios del autoconsumo vigentes en varios países. Fuente: pwc 25
Figura 5.1.Capacidad FV instalada a nivel global. Fuente: IEA 34
Figura 5.2.Evolución del mix energético mundial 2011-2050. Fuente: IEA 36
Figura 5.3. Producción a partir de energía solar FV y cuota sobre la electricidad mundial. Fuente: IEA 37
Figura 5.4. Contribución de la energía solar FV en las emisiones de CO_2 evitadas. Fuente: IEA 37
Figura 5.5. Evolución del coste medio de energía solar FV frente a la producción por sectores. Fuente: IEA..... 38
Figura 6.1. Modalidades de almacenamiento energético. Fuente: IEA..... 39
Figura 6.2. Madurez de las tecnologías de almacenamiento energético. Fuente IEA.... 42
Figura 6.3. Clasificación tecnologías de almacenamiento; Energía y potencia. Fuente:GIA 44
Figura 6.4. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento energético. Fuente: GIA 45
Figura 8.1. Configuración de una instalación FV residencial. Fuente: OCU febrero 2016 48
Figura 9.1. Topología red BT. Fuente: IDE4L 59
Figura 9.2. Red tipo BT modelada en DIgSILENT PowerFactory 62
Figura 9.3. Curva tipo PVPC enero (izquierda) y julio (derecha). Fuente datos: REE.. 63
Figura 9.4. Curva de carga tipo en enero (arriba) frente a julio (abajo)..... 64
Figura 9.5.Símbolo sistema fotovoltaico en DIgSILENT PowerFactory..... 65
Figura 9.6.Configuración estimación de generación fotovoltaica..... 66
Figura 9.7.Irradiancia solar Oviedo (arriba) frente a Sevilla (abajo) en Enero 67
Figura 9.8.Estructura interna del sistema fotovoltaico en DIgSILENT PowerFactory.. 69
Figura 9.9.Circuito equivalente y curva teórica célula solar 70
Figura 9.10.Características módulo del panel solar en DIgSILENT PowerFactory 71
Figura 9.11.Circuito equivalente y símbolo de la batería en DIgSILENT PowerFactory 72
Figura 9.12.Estructura interna de la batería en DIgSILENT PowerFactory 73
Figura 9.13. Características del modelo de batería en DIgSILENT PowerFactory 74
Figura 9.14.Configuración sistema de almacenamiento energético en DIgSILENT PowerFactory..... 75

Figura 9.15.Configuración flujo de carga de la batería 75
Figura 9.16.Implementación de la curva tipo de carga/descarga de la batería 76
Figura 10.1. Perfil instalación de autoconsumo sin y con almacenamiento. Fuente: SMA 77
Figura 11.1.Red BT con instalaciones de autoconsumo implementada en DIgSILENT PowerFactory 81
Figura 11.2.Localización del nudo R11 en la red modelada 83
Figura 11.3.Instalación nudo R11_Estrategia 1(enero,Oviedo) 83
Figura 11.4.Instalación nudo R11_Estrategia 2(enero,Oviedo) 84
Figura 11.5.Instalación nudo R11_Estrategia 3(enero,Oviedo) 84
Figura 11.6.Localización del nudo R15 en la red modelada 85
Figura 11.7.Instalación nudo R15_Estrategia 1(enero,Oviedo) 85
Figura 11.8. Instalación nudo R15_Estrategia 2(enero,Oviedo) 86
Figura 11.9.Instalación nudo R15_Estrategia 3(enero,Oviedo) 86
Figura 11.10.Localización nudo R18 en la red modelada 87
Figura 11.11.Instalación nudo R18_Estrategia1(enero,Oviedo) 87
Figura 11.12.Instalación nudo R18_Estrategia2(enero,Oviedo) 88
Figura 11.13.Instalación nudo R18_Estrategia3(enero,Oviedo) 88
Figura 11.14.Localización nudos monitorizados en la red modelada 89
Figura 11.15.Nudos red BT_Estrategia1(enero,Oviedo) 90
Figura 11.16.Nudos red BT_Estrategia2(enero,Oviedo) 90
Figura 11.17.Nudos red BT_Estrategia3(enero,Oviedo) 91
Figura 11.18.Localización líneas de la red monitorizadas 91
Figura 11.19.Carga líneas red BT_Estrategia 1(enero,Oviedo) 92
Figura 11.20.Carga líneas red BT_Estrategia 2(enero,Oviedo) 92
Figura 11.21.Carga líneas red BT_Estrategia 3(enero,Oviedo) 93
Figura 11.22.Localización red externa MT 93
Figura 11.23.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 1(enero,Oviedo) 94
Figura 11.24.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 2(enero,Oviedo) 94
Figura 11.25.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 3(enero,Oviedo) 95
Figura 11.26.Localizacion del transformador en la red modelada 95
Figura 11.27.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia1(enero,Oviedo). 96
Figura 11.28.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia2(enero,Oviedo). 96
Figura 11.29.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia3(enero,Oviedo). 97
Figura 11.30.Instalación nudo R11_Estrategia 1(enero,Sevilla) 98
Figura 11.31.Instalación nudo R11_Estrategia 2(enero,Sevilla) 99
Figura 11.32.Instalación nudo R11_Estrategia 3(enero,Sevilla) 99
Figura 11.33.Instalación nudoR15_Estrategia 1(enero,Sevilla) 100
Figura 11.34.Instalación nudoR15_Estrategia 2(enero,Sevilla) 100
Figura 11.35.Instalación nudoR15_Estrategia 3(enero,Sevilla) 101
Figura 11.36.Instalación nudoR18_Estrategia 1(enero,Sevilla) 101
Figura 11.37.Instalación nudoR18_Estrategia 2(enero,Sevilla) 102
Figura 11.38.Instalación nudoR18_Estrategia 3(enero,Sevilla) 102
Figura 11.39.Nudos red BT_Estrategia 1(enero,Sevilla) 103

Figura 11.40.Nudos red BT_Estrategia 2(enero,Sevilla) 103
Figura 11.41.Nudos red BT_Estrategia 3(enero,Sevilla) 104
Figura 11.42.Carga líneas red BT_Estrategia 1(enero,Sevilla) 104
Figura 11.43.Carga líneas red BT_Estrategia 2(enero,Sevilla) 105
Figura 11.44.Carga líneas red BT_Estrategia 3(enero,Sevilla) 105
Figura 11.45.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 1(enero,Sevilla)..... 106
Figura 11.46.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 2(enero,Sevilla)..... 106
Figura 11.47.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 3(enero,Sevilla)..... 107
Figura 11.48.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia 1(enero,Sevilla)107
Figura 11.49.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia 2(enero,Sevilla)108
Figura 11.50.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia 3(enero,Sevilla)108
Figura 11.51.Instalación nudo R11_Estrategia 1(julio,Oviedo)..... 109
Figura 11.52.Instalación nudo R11_Estrategia 2(julio,Oviedo)..... 110
Figura 11.53.Instalación nudo R11_Estrategia 3(julio,Oviedo)..... 110
Figura 11.54.Instalación nudo R15_Estrategia 1(julio,Oviedo)..... 111
Figura 11.55.Instalación nudo R15_Estrategia 2(julio,Oviedo)..... 111
Figura 11.56.Instalación nudo R15_Estrategia 3(julio,Oviedo)..... 112
Figura 11.57.Instalación nudo R18_Estrategia 1(julio,Oviedo)..... 112
Figura 11.58.Instalación nudo R18_Estrategia 2(julio,Oviedo)..... 113
Figura 11.59.Instalación nudo R18_Estrategia 3(julio,Oviedo)..... 113
Figura 11.60.Nudos red BT_Estrategia 1(julio,Oviedo) 114
Figura 11.61.Nudos red BT_Estrategia 2(julio,Oviedo) 114
Figura 11.62.Nudos red BT_Estrategia 3(julio,Oviedo) 115
Figura 11.63.Carga líneas red BT_Estrategia 1(julio,Oviedo)..... 115
Figura 11.64.Carga líneas red BT_Estrategia 2(julio,Oviedo)..... 116
Figura 11.65.Carga líneas red BT_Estrategia 3(julio,Oviedo)..... 116
Figura 11.66.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 1(julio,Oviedo) 117
Figura 11.67.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 2(julio,Oviedo) 117
Figura 11.68.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 3(julio,Oviedo) 118
Figura 11.69.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia 1(julio,Oviedo) 118
Figura 11.70.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia 2(julio,Oviedo) 119
Figura 11.71.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia 3(julio,Oviedo) 119
Figura 11.72. Instalación nudo R11_Estrategia 1(julio,Sevilla) 120
Figura 11.73. Instalación nudo R11_Estrategia 2(julio,Sevilla) 121
Figura 11.74. Instalación nudo R11_Estrategia 3(julio,Sevilla) 121
Figura 11.75. Instalación nudo R15_Estrategia 1(julio,Sevilla) 122
Figura 11.76. Instalación nudo R15_Estrategia 2(julio,Sevilla) 122
Figura 11.77. Instalación nudo R15_Estrategia 3(julio,Sevilla) 123
Figura 11.78. Instalación nudo R18_Estrategia 1(julio,Sevilla) 123
Figura 11.79. Instalación nudo R18_Estrategia 2(julio,Sevilla) 124
Figura 11.80. Instalación nudo R18_Estrategia 3(julio,Sevilla) 124
Figura 11.81.Nudos red BT_Estrategia 1(julio,Sevilla)..... 125
Figura 11.82.Nudos red BT_Estrategia 2(julio,Sevilla)..... 125
Figura 11.83.Nudos red BT_Estrategia 3(julio,Sevilla)..... 126

Figura 11.84.Carga líneas red BT_Estrategia 1(julio,Sevilla)..... 126
Figura 11.85.Carga líneas red BT_Estrategia 2(julio,Sevilla)..... 127
Figura 11.86.Carga líneas red BT_Estrategia 3(julio,Sevilla)..... 127
Figura 11.87.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 1(julio,Sevilla) 128
Figura 11.88.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 2(julio,Sevilla) 128
Figura 11.89.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 3(julio,Sevilla) 129
Figura 11.90.Estado carga del transformador de la red_Estrategia 1(julio,Sevilla)..... 129
Figura 11.91.Estado carga del transformador de la red_Estrategia 2(julio,Sevilla)..... 130
Figura 11.92.Estado carga del transformador de la red_Estrategia 3(julio,Sevilla)..... 130

Lista de tablas

Tabla 5.1.Progreso de la energía FV 2009-2014. Fuente: IEA 35
Tabla 8.1. Panel solar ZT150P. Fuente: ZYTECH..... 49
Tabla 8.2. Panel solar JKM 250P-60. Fuente:JINKO 49
Tabla 8.3. Panel solar Q Pro-G2 250. Fuente: Q CELLS..... 50
Tabla 8.4. Características batería Tesla Powerwall. Fuente: Tesla y Bornay 52
Tabla 8.5. Características baterías LG Chem RESU. Fuente: LG Chem 53
Tabla 8.6.Características batería RaStore. Fuente: Atonstorage 54
Tabla 8.7.Características batería AXIStorage. Fuente: Solarmat..... 55
Tabla 8.8. Características batería Fronius SYMO HYBRID. Fuente: Solarmat 55
Tabla 8.9.Características batería PIKO Battery Li. Fuente: Solarmat..... 56
Tabla 8.10. Características batería Ampere Square. Fuente: Ampere Energy 57
Tabla 9.1. Cargas conectadas en la red de BT..... 60
Tabla 9.2.Irradiancia solar para los meses de Enero y Julio en ambas localizaciones. Fuente: PVGIS..... 68
Tabla 9.3.Características eléctricas paneles solares. Condiciones STC..... 71
Tabla 9.4.Características eléctricas paneles solares. Condiciones NOCT 71
Tabla 9.5.Características modelo batería en DIgSILENT PowerFactory 74

I. ESTADO DEL ARTE

1. SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL

Un análisis de la evolución energética mundial en el año 2015 y 2016 según los informes WEO2015 y WEO2016 de la *International Energy Agency*, refleja un descenso importante en el precio de venta del petróleo que podría provocar un aumento en la demanda hasta 2020 y con ello un retraso de la transición energética. Sin embargo, se estima que entre 2020 y 2040 dicho incremento será atenuado por precios más elevados y por la eliminación de subvenciones derivadas de las nuevas políticas de eficiencia energética.

En cuanto al gas natural, es el combustible fósil más idóneo para reducir progresivamente las emisiones de CO_2, lo que puede permitir un aumento del 50 % en su consumo, convirtiéndose en el combustible fósil de más rápido crecimiento durante la transición energética. A pesar de esto, es previsible que el consumo del gas natural se vea limitado por las políticas de eficiencia energética en edificios y el desarrollo tecnológico de las energías renovables.

En cuanto al consumo mundial de carbón, hasta 2040 apenas representará un 10% del aumento en la demanda energética, experimentando en la Unión Europea una caída hasta un tercio de los niveles actuales debido a una política energética dirigida hacia la promoción de las energías renovables. El incremento de consumo de este combustible fósil se debe al desarrollo energético de Asia, donde el carbón seguirá siendo la piedra angular del sistema eléctrico; sin embargo, el uso continuado de carbón en el mundo solo será posible con avanzadas tecnologías de control que reduzcan la contaminación ambiental y favorezcan su utilización de la manera más eficiente posible, demostrando que la captura y almacenamiento de CO_2 es viable.

En paralelo a lo anterior, cada año es más latente la necesidad de una transición energética que favorezca la reducción de emisiones de efecto invernadero. En la COP21 se ha acordado un marco de acción para ofrecer un procedimiento que garantice compromisos cada vez más fuertes que eviten los peores efectos del cambio climático. El acuerdo de París entró en vigor en noviembre de 2016 y refleja claramente que la transición en el sector energético, el cual representa 2/3 de la emisión de gases de efecto invernadero, es esencial para alcanzar los objetivos del mismo.

En términos económicos, la inversión necesaria para cubrir el crecimiento de la demanda de energía en las próximas décadas representa, según la IEA, un total de 44 billones de dólares, de los cuales el 60% corresponde a la extracción y suministro de petróleo, gas y carbón, incluidas las centrales eléctricas que utilizan estos combustibles y casi el 20% a energías renovables. Además, se necesitarán 23 billones adicionales para mejorar la eficiencia energética.

Comparando estas cifras con las del periodo anterior (2010-2015), cuando cerca del 70% de la inversión total se destinó a combustibles fósiles, esto representa una reasignación significativa de capital, favoreciendo las tecnologías de energía renovable. Además, se espera que la fotovoltaica vea su coste promedio reducido en un 40-70% adicional para 2040 y la eólica on-shore, en un 10-25%. No obstante, desde la IEA recalcan que las reducciones de costes, por sí solas, no serán suficientes para garantizar una descarbonización eficaz del sector energético, son necesarios cambios estructurales en el diseño y operación del sistema eléctrico, asegurando incentivos para la inversión y para la integración de altas proporciones de energía eólica y solar.

Se deben revisar las políticas y estructuras del mercado para asegurar que los generadores tengan formas de recuperar sus inversiones y que el sistema pueda operar con un alto grado de flexibilidad; siendo importante también el almacenamiento de energía para evitar que las instalaciones eólicas y solares reduzcan sus rendimientos en momentos de generación abundante.

Por último, las principales acciones definidas para llevar a cabo hasta 2020, con el objetivo de frenar las emisiones, se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Aumentar la eficiencia energética en el sector industrial, residencial y de transportes.
- Eliminar las subvenciones para el uso de combustibles fósiles.
- Reducir emisiones de metano en la producción de gas natural y petróleo.
- ***Incrementar notablemente las inversiones en tecnologías renovables en el sector eléctrico.***

Centrándose en el último punto de acción, resulta previsible que **las nuevas políticas energéticas de bajas emisiones, el progresivo incremento de costes en la extracción de gas natural y petróleo y a su vez, la reducción de costes de la energía eólica y solar fotovoltaica, pueden favorecer un incremento en la generación distribuida del sector residencial**.

Además, en el último proyecto de directiva europea de renovables se establece que las renovables deben estar cada vez más presentes en el sector residencial, anunciando una nueva metodología de cálculo sobre el mínimo de energía procedente de energías renovables en edificios nuevos y en los existentes que sean objeto de renovación.

Respecto al autoconsumo, desde Europa se apunta a que se favorecerá el autoconsumo sin restricciones indebidas y que la electricidad vertida a la red debe ser remunerada, considerando el balance neto como una de las posibles opciones.

Por ello, resulta de especial interés estudiar el impacto derivado de una generación distribuida con autoconsumo eléctrico en las redes de distribución y en el mercado eléctrico.

2. MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

El sistema eléctrico en España se compone de tres pilares fundamentales:

- Generación
- Sistemas de transporte y distribución
- Consumidores

En este sistema los consumidores son los encargados de cubrir los costes en función de su consumo de la red eléctrica y de la potencia contratada. Por otro lado, los generadores están obligados a pagar impuestos, peajes y cánones por la electricidad que producen. En la Figura I.1, se muestra un resumen de la estructura tradicional del mercado eléctrico español.

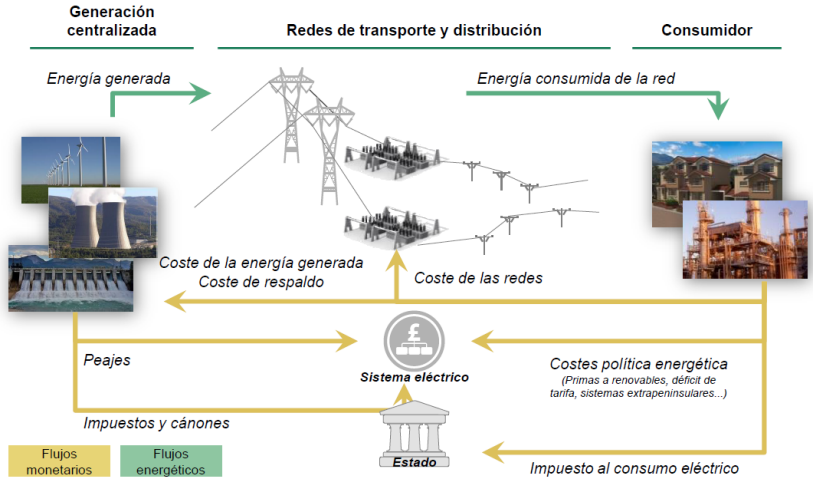


Figura I.1.Estructura tradicional del sistema eléctrico español. Fuente: BCG

Dentro de los costes del sistema se pueden distinguir entre fijos y variables. Los costes fijos son independientes de la energía consumida y se corresponden con las redes de transporte y distribución y con la política energética. Por otro lado, los costes variables dependen del consumo eléctrico y se corresponden con los gastos de generación necesarios para cubrir la demanda de electricidad por parte de los consumidores. En la Figura I.2, se representan las características de los costes mencionados.

Tipo de coste		Características principales
Costes variables		• Costes de generación de energía eléctrica para abastecer la demanda de los consumidores • **Varían con el consumo eléctrico** puesto que menor consumo implica menor energía generada y, por tanto, menor coste asociado
Costes fijos	Propios del sistema eléctrico	• Costes de las redes de transporte y distribución, y respaldo de la generación eléctrica[1] – Son imprescindibles para el correcto funcionamiento del sistema • **No desaparecen aunque disminuya la energía consumida**, puesto que las redes y el respaldo deben seguir existiendo igualmente
	Debidos a la política energética	• Subvenciones a determinadas fuentes de generación (renovables, cogeneración, extrapeninsulares) y pago de anualidades del déficit de tarifa, principalmente – Es necesario seguir afrontando estos costes independientemente del nivel de consumo • **Tampoco desaparecen aunque disminuya la energía consumida**
Impuesto al consumo eléctrico		• Coste adicional para los consumidores proporcional a su factura eléctrica

1. Servicios de ajuste, pagos por capacidad e interrumpibilidad
Nota: se han considerado como costes fijos aquéllos que no tienen una variación significativa ante variaciones de la demanda Peninsular; p.e., las tecnologías térmicas convencionales absorben las variaciones de la demanda dentro de los rangos usuales del sistema eléctrico, por lo que las primas a las renovables no se verían afectadas ante dichas variaciones

Figura I.2.Costes del sistema eléctrico. Fuente: BCG

Respecto a los ingresos con los que cuenta el sistema para hacer frente a los costes anteriores, podemos distinguir igualmente entre ingresos fijos e ingresos variables. Como se ha explicado previamente, la mayor parte de los ingresos provienen de los consumidores, los cuales deben pagar una cantidad proporcional a la energía que han consumido, siendo éstos los ingresos variables, y otra cantidad correspondiente al uso de las redes de distribución y transporte (peaje de acceso), que forma parte de los ingresos fijos. En la Figura I.3, se muestra el esquema de ingresos al sistema eléctrico.

Tipo de ingreso	Características principales
Ingresos variables	• Precio de la energía (incluyendo el precio del respaldo) y término variable de los peajes de acceso pagados por los consumidores, e impuestos, peajes y cánones pagados por los generadores • **Son directamente proporcionales a la demanda de los consumidores o a la energía producida por los generadores**
Ingresos fijos	• Principalmente debidos al término fijo de los peajes de acceso pagados por los consumidores • Incluyen también los ingresos procedentes de los Presupuestos Generales del Estado (p.e. 50% del coste de los sistemas extrapeninsulares y subastas de CO_2) • **Los ingresos fijos del sistema no dependen de la energía consumida** – P.e., el término fijo de los peajes de acceso depende de la potencia contratada por los consumidores, no de su demanda
Impuesto al consumo eléctrico	• Dependen de los ingresos fijos y variables procedentes de los consumidores

Figura I.3.Ingresos del sistema eléctrico. Fuente: BCG

Por último, para mostrar la dependencia que tiene el sistema eléctrico respecto de los consumidores, es necesario hacer una comparación entre costes e ingresos mostrada en la Figura I.4. En dicha comparación se aprecia que aproximadamente la mitad de los costes fijos son cubiertos con ingresos variables; por tanto, si se suprimen los ingresos variables, el sistema acumulará un déficit cada vez mayor.

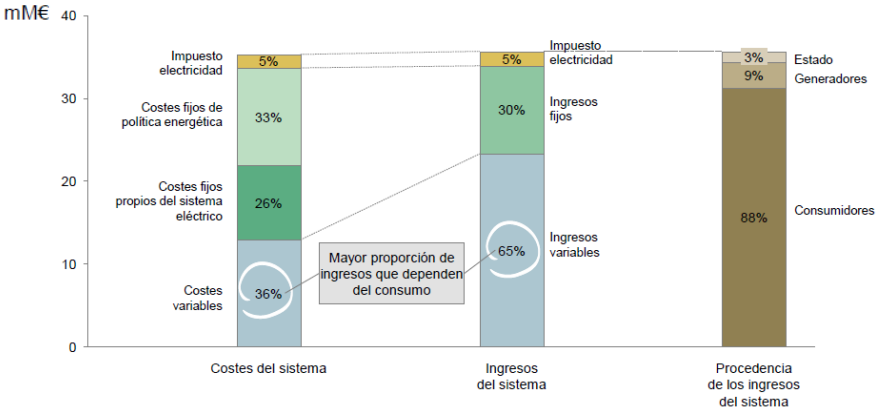


Figura I.4.Equivalencia entre costes e ingresos en el sistema eléctrico. Fuente: BCG

2.1.Nueva figura en el mercado eléctrico: el autoconsumidor

Si en el sistema actual se incluye la unidad de los autoconsumidores, la estructura y distribución de ingresos y costes se ve modificada.

Se entiende por autoconsumo la generación y consumo de electricidad dentro del punto de suministro de un consumidor energético, con la posibilidad de verter a la red o almacenar la energía generada en exceso. Podemos distinguir entre dos tipos de autoconsumidores:

- ***Conectado al sistema***: sustituye parte de la energía de la red por la de autoconsumo, pero siempre cuenta con la garantía de hacer uso del sistema eléctrico.

- ***Aislado del sistema***: sustituye toda la energía consumida de la red por autoconsumo y no puede hacer uso del sistema eléctrico, no dispone de garantía de respaldo.

El riesgo que representa el autoconsumo para el actual mercado eléctrico es que reduce el consumo de electricidad de la red y con ello la producción de las unidades de generación, al mismo tiempo que se deben mantener las mismas estructuras de distribución, transporte y generación con una menor utilización y con menores ingresos.

La nueva estructura del mercado eléctrico teniendo en cuenta la presencia de autoconsumidores, se muestra en la Figura I.5.

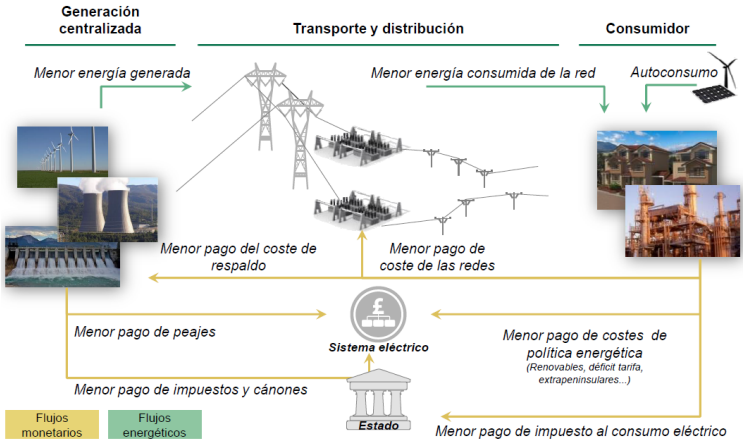


Figura I.5.Estructura del sistema eléctrico con autoconsumo. Fuente: BCG

Como consecuencia del menor volumen de ingresos debido al autoconsumo y la variacion de costes de generación derivados de la menor demanda energética, la nueva distribución de ingresos y costes se muestra en la figura Figura I.6.

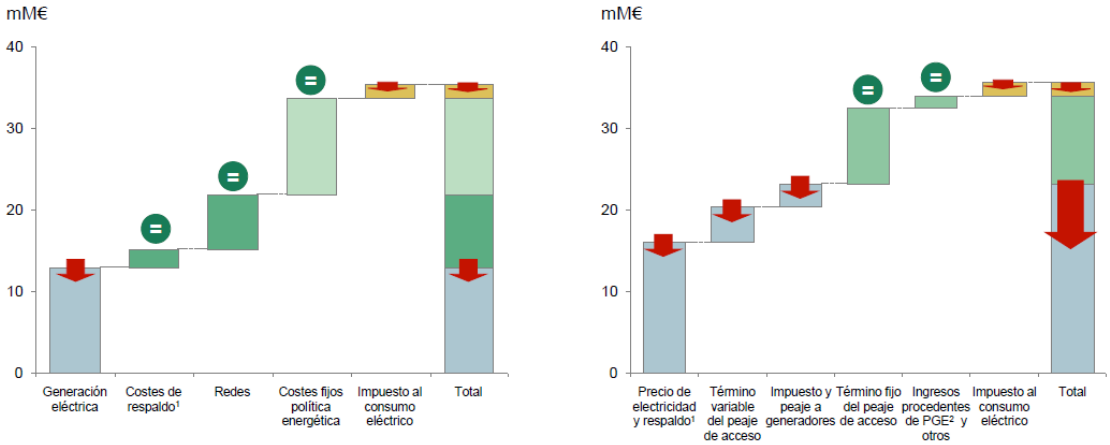


Figura I.6.Distribución de costes e ingresos con la modalidad de autoconsumo. Fuente: BCG

Tras éste análisis del mercado eléctrico español, parece necesaria una regulación del autoconsumo que controle el déficit que podría ocasionar un desarrollo masivo del autoconsumo en el sector residencial.

3. REGULACIÓN DE AUTOCONSUMO EN ESPAÑA: REAL DECRETO 900/2015

El objetivo de este Real Decreto es promover un desarrollo ordenado del autoconsumo para garantizar la sostenibilidad técnica y económica del actual modelo de sistema eléctrico.

En este marco regulatorio se establecen dos categorías de autoconsumo:

- **Modalidad de autoconsumo 1: suministro con autoconsumo**

Dentro de esta categoría se enmarcan los **consumidores únicos, es decir, aquella instalación en la que el consumidor final de la energía es el propietario de la instalación de generación.**

Además, para acogerse a esta modalidad la **potencia contratada** debe ser **inferior a 100 kW** y la suma de potencia instalada ha de ser inferior a la contratada.

En esta categoría el titular de la instalación de generación puede verter la **energía excedente a la red de distribución,** pero **no recibirá ninguna retribución** por ella.

En el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica se dispone de dos secciones de registro. Cuando la potencia contratada sea menor a 10 kW, la instalación se debe registrar en la sección primera; en cambio cuanto la potencia contratada está entre 10 y 100 kW se debe registrar en la sección segunda.

El Real Decreto obliga a instalar un contador para registrar la energía generada y otro cerca del punto de frontera con la red, para registrar la energía vertida y consumida de la misma. Opcionalmente, se podría instalar un contador que registre el total de energía consumida, tanto la que proviene de la red de distribución como de la instalación de generación.

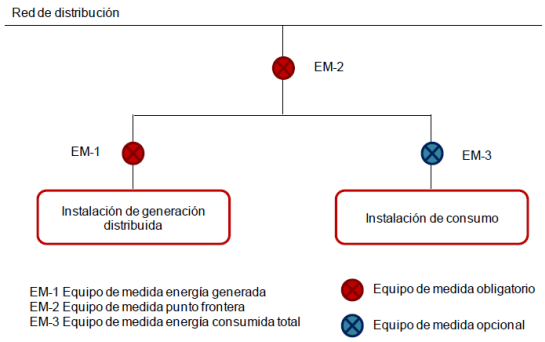


Figura I.7.Equipos de medida en modalidad tipo 1. Fuente: twenergy

La obligación de instalar dichos contadores está motivada por el control que el sistema eléctrico debe llevar a cabo para establecer los cargos y peajes que el autoconsumidor debe aportar al mercado.

- **Modalidad de autoconsumo 2: producción con autoconsumo**

Dentro de esta categoría, **el productor y el consumidor de la energía no tienen que ser el mismo.**

Todas las instalaciones de generación deben pertenecer al mismo titular, pero el titular del consumo puede ser distinto. Sin embargo, es importante destacar que la norma prohíbe que cada instalación de generación pueda dar servicio a más de un consumidor; por tanto, en una comunidad de vecinos con una instalación de generación, ésta solo puede dar servicio a la demanda de las zonas comunes, pero nunca a los propietarios de los inmuebles.

En esta modalidad la **potencia contratada no está limitada** y puede ser superior a 100 kW, pero respetando la condición de que la potencia instalada ha de ser siempre menor o igual a la contratada.

En este caso **la energía excedente puede ser vertida a la red recibiendo una retribución económica** que generalmente será el precio del mercado mayorista de electricidad, salvo que sean instalaciones con régimen retributivo específico. No obstante, si el titular del punto de suministro con autoconsumo, no dispone de un contrato en vigor con un comercializador del mercado libre y no sea un

consumidor eléctrico en mercado, el vertido horario del excedente será cedido al sistema eléctrico sin ninguna contraprestación económica.

En el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica, la instalación de modalidad de autoconsumo tipo 2 debe ser registrada en la segunda sección.

Además, en este tipo de autoconsumo, las instalaciones están obligadas a registrarse en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

Al igual que en la modalidad anterior, en este caso también se deben instalar equipos de medida o contadores; no obstante, en este punto se debe hacer una distinción en función de la potencia de cada instalación:

- Cuando la potencia es superior a 100 kW, se debe instalar un contador bidireccional para medir la energía generada y otro para la energía consumida total por el consumidor asociado. Opcionalmente, se puede instalar un equipo en el punto de frontera.
- Cuando la potencia es inferior a 100 kW, los equipos de medida necesarios son los mismos que para la modalidad de tipo 1.

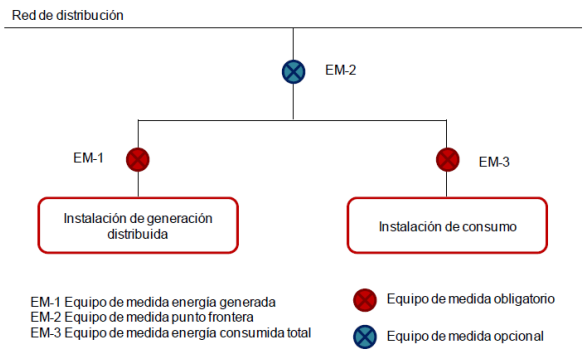


Figura I.8.Equipos de medida en modalidad tipo 2. Fuente: twenergy

El Real Decreto establece que, en ambas categorías, las instalaciones pueden disponer de elementos acumuladores que permitan llevar a cabo una gestión eficiente de la energía generada. Lo que si establece la norma es que las baterías deben compartir equipos de

medida y protección con la instalación de generación, para controlar la generación neta o la energía horaria consumida.

Por último, desde la aprobación en Octubre de 2015 del RD 900/2015, se han producido 2 hitos susceptibles de mencionar:

- En Enero de 2017, varios partidos políticos en España presentaron una Proposición de Ley para el Fomento del Autoconsumo Eléctrico que propone los siguientes cambios urgentes:
    - Derecho de autoconsumir energía eléctrica sin ningún tipo de cargo (supresión del peaje de respaldo, "Impuesto al sol"); equiparando el autoconsumo a cualquier otra medida de eficiencia energética.
    - Habilitar la posibilidad de que varios autoconsumidores puedan compartir una instalación de autoconsumo.
    - Simplificar los trámites administrativos para las instalaciones pequeñas que no inyectan electricidad en la red de distribución.
    - Adaptar el régimen sancionador en lo referente al autoconsumo, al verdadero impacto del mismo en el sector eléctrico minimizando las multas multimillonarias para los pequeños autoconsumidores.

  Finalmente, esta proposición de Ley no salió adelante por la oposición del gobierno, continuando vigente el RD 900/2015.

- El 25 de Mayo de 2017, el Tribunal Constitucional ha publicado una sentencia que deroga el apartado 3 del artículo 4 del RD 900/2015, en el cual se establecía que: "*En ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores*".

  El Tribunal Constitucional también ha declarado nulos los artículos 19, 20, 21 y 22 del RD en los cuales se hacía referencia al Registro Administrativo de las instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica.

4. ASPECTOS ECONÓMICOS DEL AUTOCONSUMO A NIVEL MUNDIAL

Los modelos regulatorios del autoconsumo deben considerar dos aspectos importantes:

1. Tratamiento y remuneración de la energía generada por el autoconsumidor

En este punto se valorará la cantidad de energía que se remunera, a qué precio y cómo compensar la energía consumida con la generada. En función de éstas variables tenemos:

- **Venta de energía generada**
  La energía generada es remunerada mediante una tarifa regulada (feed-in-tariff) o por un precio de referencia del mercado. Éste factor puede ser aplicado a toda la energía generada o únicamente al excedente.

- **Vertido del excedente**
  Tiene lugar cuando no se recibe ninguna retribución por la energía excedente del consumo.

- **Balance neto**
  Se hace un cómputo entre el total de la energía generada y la consumida. Cuando dicho balance es positivo, es decir, el total de energía generada es superior a la consumida durante un periodo de tiempo determinado, ese excedente positivo puede ser remunerado a un precio previamente establecido. En caso contrario, cuando el balance es negativo, se debe pagar la diferencia de energía consumida respecto de la generada.

2. Contribución del autoconsumidor a los costes del sistema eléctrico

Éste punto solo hace referencia al autoconsumidor que se mantiene conectado a la red y nunca sobre aquellas que son instalaciones de autoconsumo independientes, es decir, aisladas de la red de distribución.

En éste apartado la regulación debe decidir si la estructura tarifaria aplicada al autoconsumidor es la misma que para el consumidor convencional, y algo muy importante es sobre qué energía/potencia se aplica la estructura tarifaria. Derivado de ello podemos distinguir:

- **Cargo fijo**: es función de la potencia instalada o contratada
- **Cargo variable**: función de la energía generada o consumida
- **Esquema mixto**: cargo fijo + cargo variable

Adicionalmente, es posible que en alguna regulación se opte por la creación de un nuevo cargo para remunerar el servicio de respaldo que el autoconsumidor recibe del sistema y el resto de servicios que recibe del mismo: potencia de cortocircuito, estabilidad de la frecuencia, estabilidad de voltaje y conectividad para exportar e importar.

En la Figura I.9, se muestra un esquema resumen de los aspectos económicos contemplados en la regulación de diferentes países.

Analizando el resumen del esquema regulatorio vigente, cabe destacar que únicamente ***California, Grecia, Méjico, Reino Unido, Hungría y Japón no disponen de cargos por contribución al sistema por parte de los autoconsumidores***. Además, en este grupo de países son destacables California, Grecia, Méjico y Hungría debido a que remuneran la energía generada por balance neto, siendo ésta situación la más deseada a priori desde el punto de vista de los autoconsumidores.

En líneas generales, el resto de países con regulación sobre autoconsumo se caracteriza por una **combinación de remuneración por energía generada y cargos de contribución** al sistema.

País / Estado	Remuneración de la energía generada			Contribución al sistema
	a Venta Energía Generada	b Vertido Excedente	c Balance Neto	
	✓	✓		✓
	✓			✓
	✓			✓
			✓	
	✓		✓	✓
			✓	
	✓		✓	✓
			✓	
	✓			✓
	✓			
			✓	
		✓		Pendiente de aprobación
	✓			

Figura I.9.Esquemas regulatorios del autoconsumo vigentes en varios países. Fuente: pwc

4.1. Cargos al autoconsumo: Alemania, Portugal y Reino Unido

Atendiendo a los cargos aplicados a las instalaciones de autoconsumo que han originado un fuerte rechazo en España, resulta interesante observar las posiciones adoptadas por otros gobiernos de la Unión Europea.

A continuación, se analizará brevemente la regulación de autoconsumo en Alemania, Portugal y Reino Unido, según el informe "*Análisis del potencial impacto económico del autoconsumo en el sistema eléctrico español*" elaborado por *The Boston Consulting Group.*

- **Alemania**

  Hasta el año 2014, Alemania se ha enfrentado a un rápido crecimiento del coste de las renovables para los consumidores.

  Los **autoconsumidores fotovoltaicos recibían un subsidio**, conocido como **Feed-in Tariff**, por la energía producida. Dichos subsidios iban reduciéndose en el tiempo (1-2,8% mensual), ajustándose a la evolución de los costes de la tecnología. Por tanto, el impacto del autoconsumo en el sistema eléctrico era cubierto totalmente por el resto de consumidores a través de la factura eléctrica, llegando a multiplicarse por 6, lo cual ha situado la tarifa residencial de Alemania como la segunda más alta de Europa, sólo por detrás de Dinamarca.

  Para frenar ese incremento de tarifa, en el 2014 Alemania ha decidido introducir un cargo a los autoconsumidores con más de 10 kW de potencia instalada, para contribuir al pago de subvenciones a las renovables que hasta entonces asumían el resto de consumidores domésticos.

  El nuevo cargo al autoconsumo consiste en un cargo por energía autoconsumida igual a un porcentaje del total pagado por el resto de consumidores: 30% en 2015, 35% en 2016 y 40% en adelante.

Por otro lado, desde el 2016, se ha establecido en 100kW la potencia límite para tener derecho a la Feed-in Tariff. Adicionalmente, se ha establecido un máximo de potencia instalada a nivel estatal por encima del cual se acelerará la reducción de subsidios.

- **Portugal**

El gobierno de Portugal aprobó dos regulaciones distintas para la generación distribuida:

- **Régimen de producción con autoconsumo, UPAC**

  Ésta regulación es de aplicación para todas las instalaciones, sean renovables o no, cuyo objetivo sea la generación de energía para autoconsumo.

  Habilita a las instalaciones para vender el excedente de energía a un precio de venta del 90% del precio de mercado mayorista.

  Para las **instalaciones de potencia superior a 1,5 kW**, durante los primeros 10 años, se establece un **cargo fijo, en €/kW**, para cubrir los costes de política energética y de sostenibilidad. Éste cargo fijo se incrementa con la potencia total de autoconsumo instalada.

- **Régimen de unidades de pequeña producción, UPP**

  Es de aplicación a las instalaciones renovables que venden al sistema eléctrico el 100% de la energía generada, por tanto, tienen prohibido el autoconsumo.

  La retribución económica de estas instalaciones está fijada por subastas y anualmente se limita la nueva potencia a instalar. A modo de ejemplo, en el año 2015, el total de nueva potencia de las unidades de pequeña producción no podía superar los 20 MW.

- **Reino Unido**

Actualmente, Reino Unido ha optado por un cambio de rumbo en la regulación del autoconsumo. Los motivos que han ocasionado este cambio son la superación del límite de gasto para subvenciones a las energías renovables y que la instalación de energía FV en el país ha sido ampliamente superior a lo planificado, alcanzándose en 2015/2016, el objetivo que se había establecido para 2020/2021. Por todo ello, consideran que, si no se ponen límites, el gasto en subvenciones sería insostenible.

Otro motivo más, es que los costes de la tecnología solar FV se han reducido de manera más acusada de lo que se había previsto para las Feed-in Tariff que se pagan independientemente de que la energía autoproducida sea autoconsumida o vertida a la red.

Por tanto, en la nueva regulación proponen:

- Reducir las Feed-in Tariff para todas las tecnologías renovables y para todos los tamaños de planta. Concretamente, para los autoproductores domésticos FV de < 10 kW, la Feed-in Tariff se reducirá en un 87% en el año 2016 y desaparecerá por completo en 2019.
- Límite de 100M£ para las Feed-in Tariff que reduzca el número de instalaciones con acceso a la subvención.

4.2. Contribución económica al sistema eléctrico español: Real Decreto 900/2015

La regulación de autoconsumo española considera que el autoconsumidor conectado al sistema debe contribuir a cubrir los costes fijos del sistema como resultado de los siguientes puntos:

- **Respaldo a la generación**: el sistema eléctrico le garantiza en todo momento al autoconsumidor una seguridad de suministro.
  El respaldo sería cubierto mediante un cargo específico al autoconsumo.

- **Redes de transporte y distribución**: se considera que el autoconsumidor está beneficiándose de las redes en todo momento, las cuales le conectan con el conjunto del sistema.
  En este punto el autoconsumidor solo cubriría parte del coste de las redes, no estarían obligados a pagar el peaje variable de acceso a las redes por la energía autoconsumida.

- **Costes de política energética**: dichos costes enmarcan las subvenciones otorgadas a varias fuentes de generación y el déficit de tarifa acumulado en el sistema. La regulación considera que los autoconsumidores conectados a las redes han de cubrir los costes de política energética del mismo modo que la asumen los consumidores.
  El autoconsumidor cubriría este coste mediante un cargo específico fijado para el autoconsumo.

4.2.1. Interpretación económica del Real Decreto 900/2015

Los criterios económicos de este Real Decreto **aplican a aquellas instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución** que cuentan con un punto de suministro que actúa como respaldo a la generación.

Ese punto de suministro, hace que el sistema considere al cliente como un consumidor tradicional de energía eléctrica que deberá pagar el **término de potencia y energía consumida** como se establece por el RD 1164/2001.

Los **peajes de acceso a las redes de distribución** que deben cubrir los autoconsumidores dependerán del tipo de modalidad:

- **Modalidad tipo 1**
  - ***Facturación del término de potencia del peaje de acceso:*** según la potencia contratada en el punto de frontera con las redes de distribución.
  - ***Facturación del término de energía activa del peaje de acceso***: se considera la energía correspondiente a la demanda horaria.
  - ***Facturación del término de energía reactiva***: en su caso se facturará según lo indicado por el contador del punto de frontera de la instalación.

- **Modalidad tipo 2**
  - ***Facturación del término de potencia del peaje de acceso:*** según la potencia del consumidor asociado utilizando el equipo de media de la energía horaria consumida.
  - ***Facturación del término de energía activa del peaje de acceso***: se considera la energía correspondiente a la demanda horaria del consumidor asociado y el consumo horario de los servicios auxiliares.
  - ***Facturación del término de energía reactiva***: en su caso se facturará según lo indicado por la energía horaria consumida del

consumidor asociado y el equipo que registra la energía generada neta para los consumos auxiliares de generación.

Por otro lado, **para cubrir con los costes fijos** o cargos asociados a los costes del sistema eléctrico, que no se ahorran por la presencia de autoconsumo, el RD 900/2015 establece nuevos cargos de contribución:

- **Cargo fijo**

  Este nuevo cargo se aplica a la potencia instalada de generación, pero solamente en las instalaciones con almacenamiento, es decir, con baterías.

- **Cargo variable**

  Se aplica a la energía autoconsumida, es decir, la energía que se genera por la instalación y se consume en ese momento. En cuanto a la energía que se genera y se vierte a la red, no computa para el cálculo de éste cargo variable.

Ambos cargos son aplicables a los dos tipos de autoconsumo regulados en el decreto con alguna excepción:

- Las **instalaciones** acogidas a la **modalidad tipo 1**, con **potencia contratada menor a 10 kW** están **exentos del cargo variable** por la energía autoconsumida. Además, si son instalaciones sin batería también están exentas del cargo fijo.

- Las instalaciones de cogeneración están exentas de pagar cualquier cargo hasta 31 de diciembre de 2019.

- Las instalaciones de Mallorca-Menorca pagarán cargos inferiores a los sistemas peninsulares y las instalaciones de Ibiza-Formentera, Canarias, Ceuta y Melilla están exentas de cualquier pago.

La justificación del gobierno para éstos cargos al autoconsumo es la de cumplir con los costes de política energética que han de cubrir todos los ciudadanos. Éste aspecto crea especial controversia en la sociedad, la cual no comparte la opinión de pagar por la energía que su instalación privada genera, ya que ven la opción del autoconsumo como un ahorro económico.

5. ROADMAP: ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En la hoja de ruta sobre la tecnología solar fotovoltaica, elaborada en el año 2014 por la *International Energy Agency* (IEA), es posible analizar la evolución de la tecnología en los últimos años y cuáles son las previsiones a futuro de la misma.

Desde el 2009, en tan sólo 5 años, la industria FV ha experimentado un enorme desarrollo, con un considerable aumento de la capacidad de fabricación y un progresivo desplazamiento de la fabricación de los módulos desde los países europeos y EEUU, hacia Asia. Los costes de mercado se han reducido drásticamente, situándose en una 5 parte para los módulos y una 3 parte para los sistemas FV.

Relativo a la nueva capacidad solar instalada anualmente a nivel global, en el 2009 alcanzaba un valor medio de 7 GW; en cambio, en el año 2013 ha sido 5 veces superior, logrando 37 GW nuevos repartidos en 30 países. Éste valor ha elevado la capacidad global de la FV hasta los 135 GW. En los primeros meses de 2014, la evolución se ha mantenido, alcanzando casi los 150 GW instalados.

Además, por primera vez desde que comenzó el desarrollo de la tecnología FV, la nueva capacidad instalada anualmente ha sido mayor en Asia que en Europa: solamente la capacidad instalada en China (11 GW) superó a toda la instalada en Europa en dicho año, seguido de Japón con 7 GW y EEUU con 4 GW.

En cuanto al tipo de instalación más demandada, los sistemas FV conectados a la red siguen siendo los más habituales en todas las escalas, desde unos pocos kW hasta instalaciones de varios MW. Los sistemas no conectados a la red son menos demandados a pesar de que resultan de gran utilidad y atractivo en zonas más remotas y aisladas de las redes eléctricas.

Por otro lado, hay cerca de 20 plantas a escala comercial de más de 100 MW de capacidad en el mundo, concentradas especialmente en China y en los Estados Unidos.

Dentro de la Unión Europea, es destacable la situación de Alemania, donde más de 1,3 millones de plantas de energía solar generaron en el 2013 casi 30 TWh, cifra equivalente

al 5,3% del consumo de electricidad en el país. Además, la capacidad instalada a finales de dicho año alcanzó los 36 GW.

Por detrás de Alemania, destaca Italia, donde se han generado 22 TWh de energía solar en el 2013, representando un 7% del consumo eléctrico del país. La capacidad instalada en ese año alcanzó 17 GW. Por último, en otros cinco países, la generación FV ha superado el 3% del consumo eléctrico nacional: Bélgica, Bulgaria, República Checa, Grecia y España.

En la Figura I.10, se muestra la evolución de la capacidad FV instalada en toda europa en el periodo 2003 – 2013. En ella se observa el estancamiento que ha sufrido la tecnología en España, debido a la incertidumbre generada por los cambios regulatorios y el recorte de las retribuciones económicas.

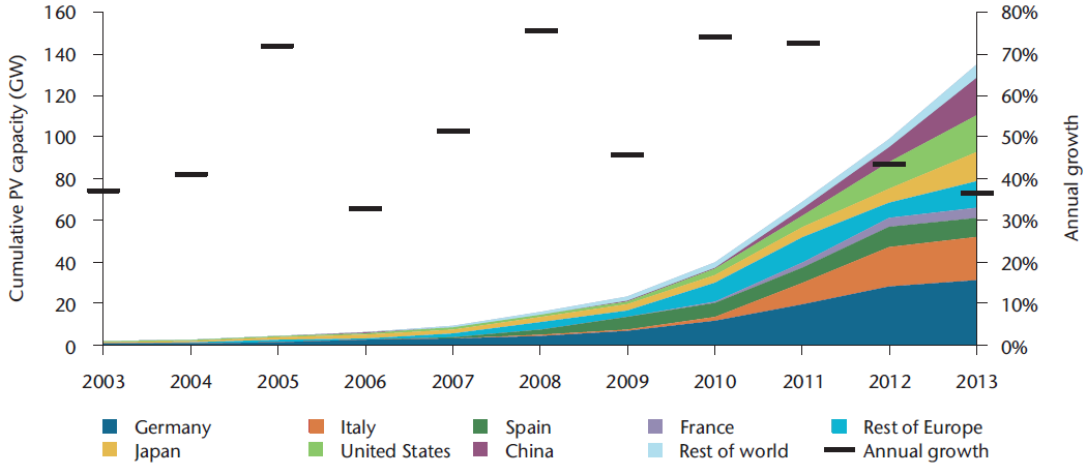


Figura I.10.Capacidad FV instalada a nivel global. Fuente: IEA

En la Tabla I.1, se recogen los datos más significativos que contrastan entre el año 2009 y el 2014. Se puede observar que la potencia instalada se ha multiplicado por 5, a la vez que la inversión anual en el desarrollo de la tecnología FV se ha duplicado. Uno de los datos más destacables es la extensión de la tecnología a varios países, ya que en el año 2009 apenas 5 países superaban el GW instalado, mientras que en el 2013 esa cifra se ha elevado a 17.

Tabla I.1.Progreso de la energía FV 2009-2014. Fuente: IEA

	Final de 2009	***Final de 2013***
Capacidad total instalada	***23 GW***	***135 GW***
Capacidad instalada anualmente	***7 GW***	***37 GW***
Inversión anual	***USD 48 billion***	***USD 96 billion***
Nº países con más de 1 GW instalado	***5***	***17***
Nº países con más de 100 MW de mercado anual	***9***	***23***
Electricidad de origen FV al año	***20 TWh***	***139 TWh***
Niveles de penetración de FV	***% del consumo anual de electricidad***	
Europa		***2.6%***
Alemania		***5.6%***
Italia		***7%***

Desde el punto de vista técnico, el rendimiento promedio de los módulos comerciales de silicio ha mejorado en los últimos diez años en alrededor de 0.3% por año, alcanzando un valor de 16% en 2013. Otros módulos comerciales mejorados, pueden llegar a ofrecer eficiencias de 23%.

Los módulos tienen por lo general una garantía de vida de 25 años, al 80% de su potencia nominal, y, a veces se alcanzan los 30 años a un 70%. Resulta interesante señalar que los módulos CPV llegan a ofrecer una eficacia de 25% a 35%, pero sólo hacen uso de la irradiancia directa normal (DNI), por lo que se limitan los lugares de aplicación.

En cuanto al futuro de la tecnología FV, la IAE para llevar a cabo su hoja de ruta, ha estimado tres posibles escenarios:

- El ***escenario de los 6ºC (6DS):*** se trata de un escenario basado en que las tendencias actuales de energía se mantengan, donde la demanda de energía se incrementaría en más dos tercios entre 2011 y 2050, elevándose rápidamente las emisiones de CO_2 asociadas, conduciendo la temperatura media global a un incremento de 6ºC.
- El ***escenario de los 2ºC (2DS):*** se trata de un escenario que contempla un cambio radical en los sistemas de generación para lograr el objetivo de limitar en 2ºC el incremento de temperatura media global determinado en la COP21. Entre los

medios para lograr el objetivo se estima el incremento de energías renovables, el desarrollo de la captura y almacenamiento de CO_2 (CAC) y la energía nuclear.

- ***hi-Ren Scenario***: a diferencia del escenario 2DS, en este caso se logra el objetivo por medio de una mayor proporción de energías renovables, lo que requiere un despliegue más rápido y fuerte de la tecnología fotovoltaica, la eólica y el almacenamiento de energía, que compense el desarrollo más lento que se asume para la CAC y la energía nuclear.

Bajo los escenarios anteriores, el mix energético a nivel mundial variará según la Figura I.11. En el 6DS, las energías renovables apenas alcanzan un 27% de la generación; en el 2DS, la proporción se eleva hasta el 65% y en el hi-Ren, hasta un 79%.

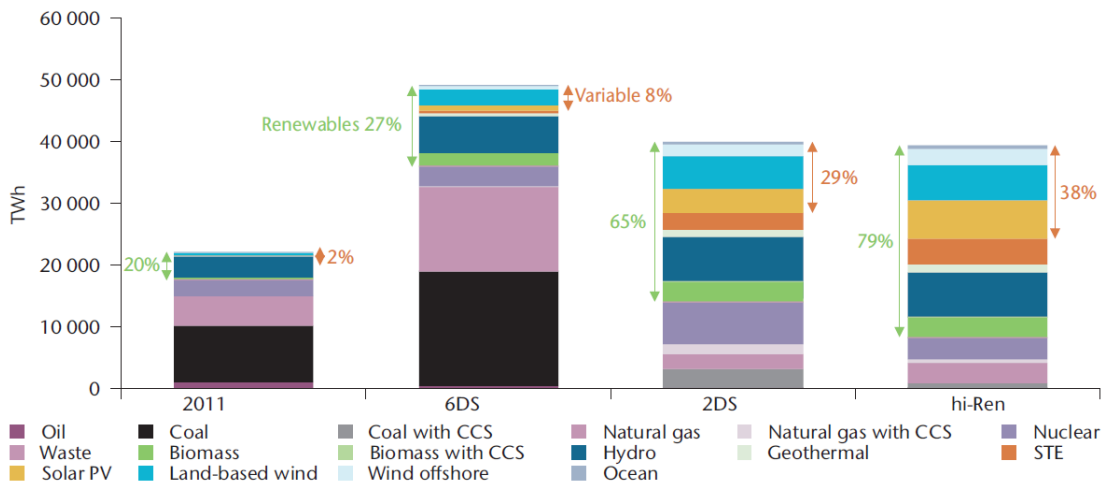


Figura I.11.Evolución del mix energético mundial 2011-2050. Fuente: IEA

Tras el análisis llevado a cabo por la IAE, considerando un desarrollo similar al del periodo 2009-2014, se estima que para el **año 2020 la capacidad mundial instalada de energía solar alcance los 400 GW**, donde China sería líder con 110 GW, seguida de Japón y Alemania con 50 GW cada uno, EEUU con 40 GW, Italia con 25 GW, India con 15 GW, Reino Unido, Francia y Australia con 10 GW cada uno. Ésta capacidad instalada produciría entre 530 – 580 TWh, representando un 2% del consumo mundial de electricidad.

La hora de ruta elaborada en 2014 dictamina que para el año 2050 la cuota de FV en la electricidad mundial alcanzará el 16% (frente al 11% previamente estimado en la hoja de ruta del año 2010). Dentro de la electricidad de origen renovable, la solar FV alcanzará

el 20% y China seguirá liderando el mercado, con un 37% de la capacidad de energía FV mundial.

En la Figura I.12, se observa el progresivo aumento de la capacidad de energía solar FV instalada: 400 GW en 2020; 1720 GW en 2030; 4050 GW en 2040 y 4675 GW como objetivo para 2050.

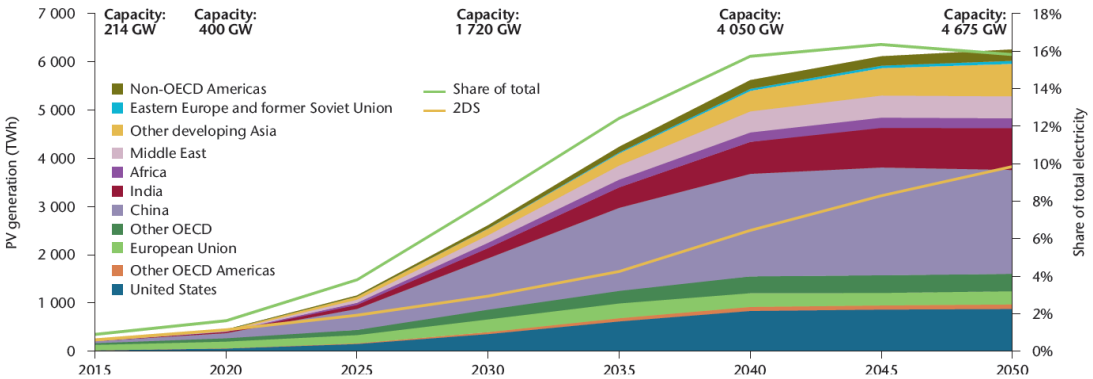


Figura I.12. Producción a partir de energía solar FV y cuota sobre la electricidad mundial. Fuente: IEA

El cumplimiento de estas previsiones resulta fundamental para lograr el objetivo de lucha contra el cambio climático, ya que, si la capacidad estimada para el 2050 se ajusta con la realidad, se habrá evitado la emisión de 4 Gt de CO_2 al año.

Bajo el escenario 6DS, las emisiones de CO_2 en el 2050 alcanzarían los 21,4 Gt/año; sin embargo, bajo el escenario 2DS hi-Ren, las emisiones de CO_2 apenas llegarían a 1,2 Gt/año. El 20% de la diferencia entre ambos escenarios se corresponde con el desarrollo de la tecnología FV.

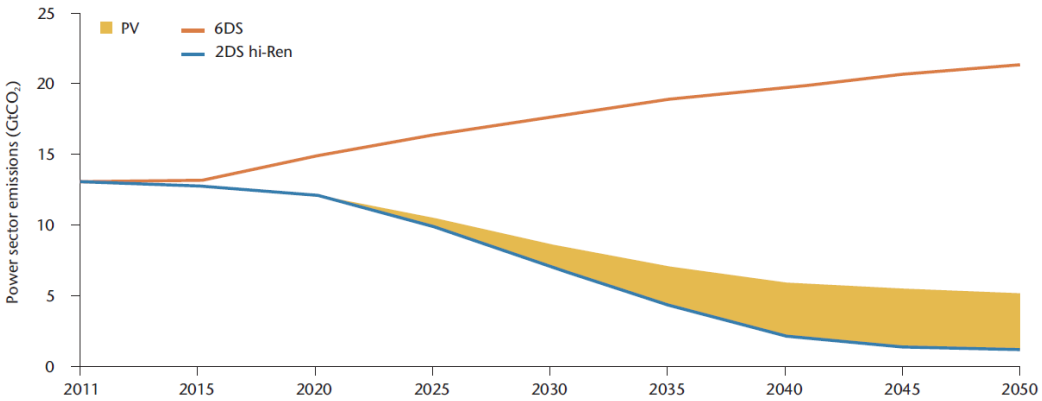


Figura I.13. Contribución de la energía solar FV en las emisiones de CO_2 evitadas. Fuente: IEA

Uno de los pilares fundamentales para cumplir las previsiones, es una reducción progresiva de los costes de electricidad generada por energía solar FV: un 25% en 2020, 45% en 2030 y 65% en 2050. El principal factor de reducción de costes deberá estar fijado por la innovación tecnológica de los fabricantes.

El mercado mundial se dividirá aproximadamente a partes iguales entre plantas de gran escala y sistemas FV residenciales. Actualmente, los sistemas residenciales son más caros; sin embargo, el valor de la electricidad generada en el punto de consumo es mayor.

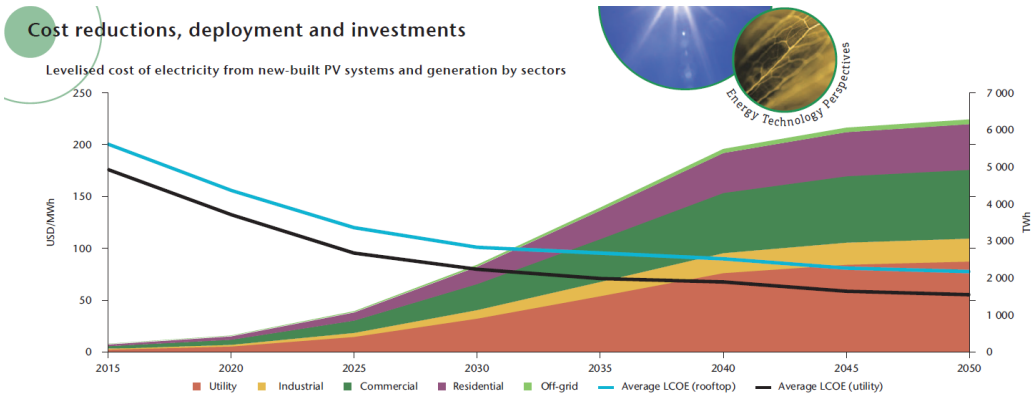


Figura I.14. Evolución del coste medio de energía solar FV frente a la producción por sectores. Fuente: IEA

Desde el punto de vista del marco regulatorio, la IAE reconoce que sería necesario establecer cambios en las tarifas de modo que se garantice la recuperación de los costes de la red de distribución, siempre y cuando el reparto de costes sea equitativo y la regulación se diseñe cuidadosamente para mantener los incentivos de eficiencia energética y el desarrollo de la solar FV en el sector residencial.

Los gobiernos deberán actualizar los objetivos que favorezcan el despliegue de los sistemas FV, garantizando un entorno de financiación estable y previsible, reduciendo otros costes secundarios no asociados con la tecnología, también conocidos como "*soft costs*".

Por último, los principales hitos que se deben alcanzar están relacionados con la variabilidad del recurso solar, que resulta un factor clave para el despliegue e integración de la energía solar FV. Para hacer frente a este desafío, es necesario desarrollar todas las opciones que permitan flexibilidad: interconexiones, respuesta de la demanda, generación flexible y almacenamiento de energía.

6. ROADMAP: ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El almacenamiento en los sistemas energéticos presenta múltiples beneficios, entre los que se encuentra un incremento en el uso de fuentes de energía más eficientes, favoreciendo la integración de altos niveles de fuentes de energía renovables. Igualmente sirve como apoyo para una mayor producción de energía en el punto de consumo, es decir, refuerza el despliegue de instalaciones de autoconsumo y la transición hacia un modelo de *generación distribuida*. Este último factor resulta especialmente útil para solucionar los problemas de acceso a la electricidad en zonas aisladas donde no llegan las redes de distribución.

Por último, otro factor importante entre los beneficios del almacenamiento eléctrico es una mejora en la estabilidad, fiabilidad, flexibilidad y capacidad de recuperación de las redes eléctricas.

El almacenamiento de energía se puede hacer a diferentes escalas y etapas del sistema energético: en la fase de producción, en transmisión y distribución de la energía, y en la etapa final de demanda por parte del consumidor. Por ello, la IEA clasifica los sistemas de almacenamiento en dos grandes grupos: almacenamiento térmico y almacenamiento eléctrico.

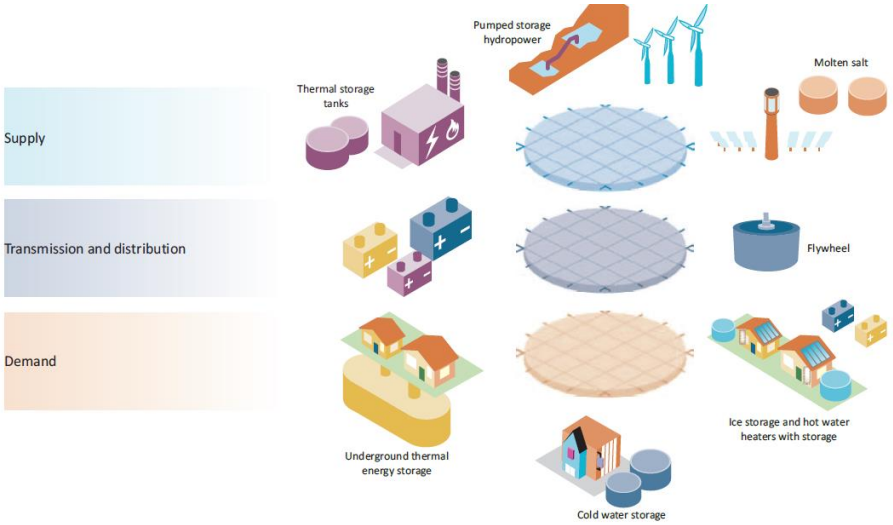


Figura I.15. Modalidades de almacenamiento energético. Fuente: IEA

6.1. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento energético

A continuación, se muestra un listado de aplicaciones clave del almacenamiento, destacando especialmente las aplicaciones en el sistema eléctrico:

- ***Almacenamiento estacional (Seasonal storage)***
  Representa la capacidad de almacenar energía durante días, semanas o meses para compensar una interrupción del suministro a largo plazo o la variabilidad estacional de la oferta y la demanda en el sistema. Un ejemplo de esta aplicación es el almacenamiento de calor durante el verano para usarlo en invierno a través de sistemas de almacenamiento de energía térmica subterránea.

- ***Arbitraje y comercio de energía (Arbitrage/Storage trades)***
  Consiste en el almacenamiento de energía a bajo precio durante los períodos de baja demanda para posteriormente venderla durante los períodos de alto precio dentro del mismo mercado. Se conoce como un tipo de almacenamiento comercial.

- ***Regulación y control de la frecuencia (Frecuency Regulation)***
  Está basado en mantener un equilibrio continuo entre la oferta y la demanda dentro de un área de control. La gestión de la frecuencia se lleva a cabo automáticamente.

- ***Control de la demanda (Load following)***
  Esta aplicación está relacionada con la función que cumplen las plantas de potencia tradicionalmente conocidas como ‘centrales de punta o centrales pico’, son aquellas que se ponen en marcha cuando la demanda de energía eléctrica es alta (horas punta). Por lo tanto, deben tener la capacidad de ponerse en marcha y de regularse en poco tiempo, una función que a futuro puede ser cubierta por algunas tecnologías de almacenamiento energético.

- ***Control de la tensión (Voltage support)***
  El objetivo de este tipo de aplicación es la inyección o absorción de potencia reactiva para mantener los niveles de tensión en la red de distribución bajo condiciones óptimas.

- ***Arranque en negro (Black start)***

  En aquellas situaciones excepcionales en las que el sistema de potencia se pudiese ver colapsado y los servicios auxiliares no respondiesen, los sistemas de almacenamiento podrían permitir que las instalaciones de suministro de electricidad se reinicien sin extraer energía de la red.

- ***Adecuación de la demanda (Demand shifting and peak reduction)***

  La demanda de energía puede ser desplazada con el fin de adecuarla a la oferta. Estos cambios permiten facilitar una reducción del nivel de demanda de energía máximo (pico). Los sistemas de almacenamiento de energía cumplirían un factor clave en este tipo de aplicaciones, permitiendo reducir la demanda según lo requiera el sistema eléctrico. A escala residencial, en este tipo de aplicaciones se pueden distinguir las instalaciones de autoconsumo.

- ***Sistemas aislados de la red de distribución (Off-grid)***

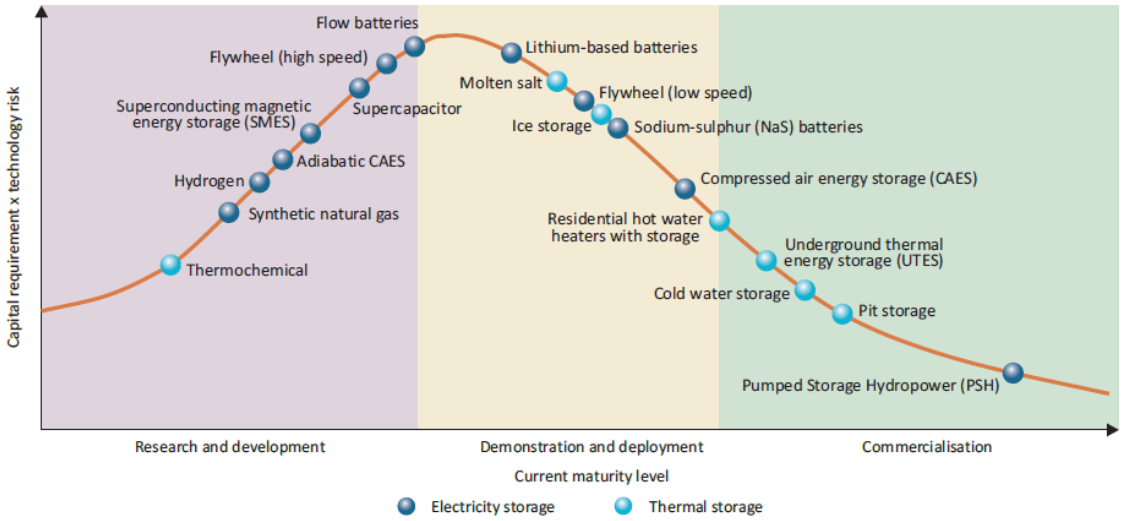
  Los consumidores aislados de la red eléctrica, encuentran en los sistemas de almacenamiento de energía un modo de asegurarse el suministro de energía en combinación con recursos renovables. En este tipo de aplicaciones se encuentra una de las modalidades de instalaciones de autoconsumo.

- ***Integración de renovables (Variable supply resource integration)***

  Los sistemas de almacenamiento energético juegan un papel clave en la integración de fuentes de energía renovables con la red de distribución, mitigando la variabilidad que caracterizan este tipo de recursos.

6.2. Tecnologías de almacenamiento energético

El roadmap elaborado por la IEA, clasifica los distintos sistemas de almacenamiento de energía en dos categorías mayoritarias: almacenamiento térmico y almacenamiento eléctrico. Dentro de estas, las diversas tecnologías se encuentran en varios niveles de madurez y desarrollo. En la Figura I.16, se enmarcan estas tecnologías según el nivel de inversión inicial necesaria y el riesgo tecnológico frente al actual nivel de desarrollo.



Source: Decourt, B. and R. Debarre (2013), "Electricity storage", *Factbook*, Schlumberger Business Consulting Energy Institute, Paris, France and Paksoy, H. (2013), "Thermal Energy Storage Today" presented at the IEA Energy Storage Technology Roadmap Stakeholder Engagement Workshop, Paris, France, 14 February.

Figura I.16. Madurez de las tecnologías de almacenamiento energético. Fuente IEA

Se observa que, según las fuentes de la IEA, en el caso de almacenamiento eléctrico, consideran que la única tecnología en fase de comercialización es el bombeo hidráulico. Por detrás de ella, en la fase final de demostración y despliegue, consideran el almacenamiento por medio de aire comprimido (CAES), las baterías de sulfuro de sodio (NaS) y a continuación, las baterías de litio.

6.3. Grupo Interplataformas de Almacenamiento (GIA)

En España, el Ministerio de Economía y Competitividad promovió una iniciativa para crear el Grupo Interplataformas de Almacenamiento (GIA), coordinado por la plataforma tecnológica FutuRed y la empresa EDP. Está constituido por entidades de distintos ámbitos abarcando desde instituciones públicas, universidades, centros tecnológicos hasta empresas privadas.

El motivo del lanzamiento de esta iniciativa es que el almacenamiento de energía será uno de los componentes que permitirá a los sistemas energéticos y redes eléctricas inteligentes avanzar hacia una economía descarbonizada.

Los principales objetivos de este grupo de trabajo son:

- Generar un mapa español de posicionamiento en almacenamiento energético.
- Inventariar las capacidades nacionales y los proyectos en el sector de almacenamiento,
- Coordinar la participación en fotos nacionales e internacionales.
- Promover la colaboración entre agentes representados por el grupo para llevar a cabo proyectos conjuntos.

El grupo se estructura en 7 subgrupos de trabajo:

- Regulación: trata aspectos regulatorios del almacenamiento de energía en España, en Europa y el resto del mundo.
- Integración en red y aplicaciones: estudio de los aspectos que se deben potenciar para facilitar la integración de los sistemas de almacenamiento en las redes.
- Almacenamiento electroquímico
- Almacenamiento térmico
- Almacenamiento magnético
- Almacenamiento químico
- Almacenamiento mecánico

Respecto a los grupos de tecnologías existentes, su función es analizar las tecnologías desde un punto de vista crítico, definiendo costes operativos y retos que se deben superar para llegar a ser tecnologías competitivas.

En uno de sus documentos de trabajo, "*Almacenamiento: Estado de las tecnologías*", el grupo analiza las distintas tecnologías por unidad de potencia y energía; esta clasificación se muestra en la Figura I.17, donde, además, se especifican las aplicaciones más óptimas según cada tecnología (calidad de suministro, estabilidad, limitación de puntas, nivelación de carga y control de precios) y a qué escala (apoyo local, apoyo en transporte y distribución, gestión energética).

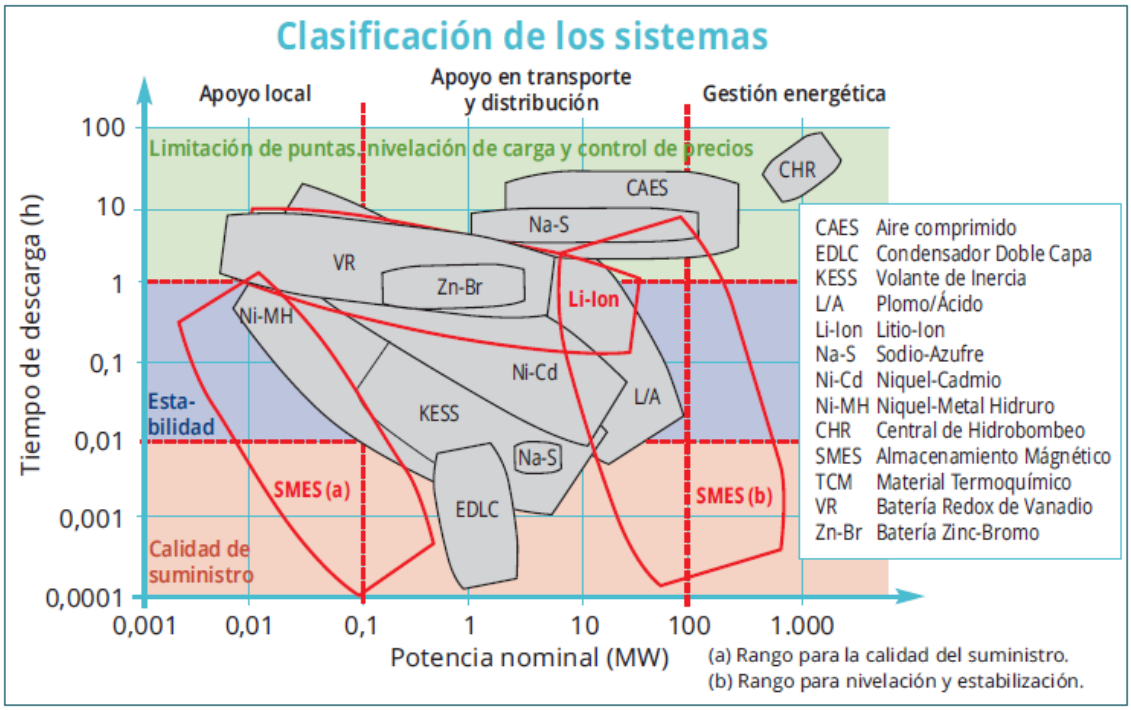


Figura I.17. Clasificación tecnologías de almacenamiento; Energía y potencia. Fuente:GIA

Se puede observar como la tecnología Li-ion, se enmarca dentro de las aplicaciones de limitación de puntas y control de precios tanto a escala local como en apoyo en operaciones de distribución.

Profundizando en las principales aplicaciones que pueden cubrir los sistemas de almacenamiento energético, el GIA menciona varias coincidentes con lo ya expuesto

anteriormente en el roadmap de IEA. En la Figura I.18, se muestra una distribución de las aplicaciones dentro de varios ámbitos de los sistemas energéticos.

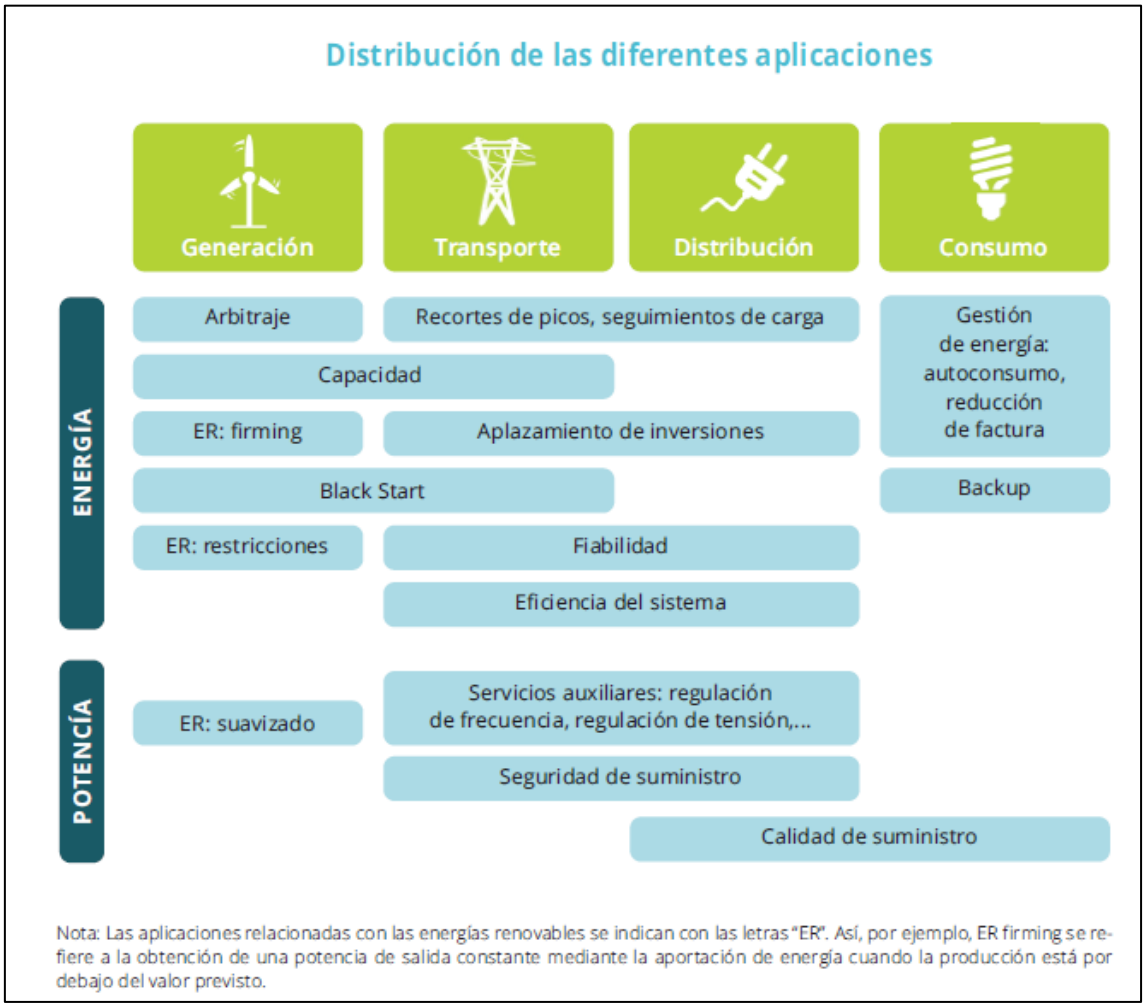


Figura I.18. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento energético. Fuente: GIA

II. DESARROLLO DEL ESTUDIO

7. OBJETIVO

Una vez analizadas las tecnologías de almacenamiento energético y sistemas solares, además de las políticas regulatorias en torno al autoconsumo, el estudio se centrará en la modelización de instalaciones residenciales de generación fotovoltaica en la modalidad de autoconsumo, conectadas a una red de distribución en baja tensión (BT).

Durante el desarrollo del mismo, se modelizará, en varios puntos de una red de BT tipo, un sistema fotovoltaico con batería, comprobando las múltiples estrategias que los usuarios pueden adoptar y el impacto que éstas estrategias pueden ocasionar en la gestión de la red eléctrica.

El estudio de dichas estrategias se basará en el análisis de la curva de carga del consumidor, junto con el precio de la energía en el mercado eléctrico. Desde 1/04/2014, el precio de la electricidad varía con una frecuencia horaria, por lo que conociendo dicho precio y la demanda se podrá decidir cuándo es el mejor momento para consumir energía de la red y cuándo es adecuado verter el excedente de los sistemas FV.

8. DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL

En una instalación fotovoltaica con autoconsumo existen 4 equipos imprescindibles:

- **Panel solar FV**: elemento principal de la instalación que convierte la energía recibida del sol en energía eléctrica (DC). Se compone de diversos módulos que permiten alcanzar el nivel de potencia requerido.

- **Inversor**: sirve para convertir la corriente continua (DC), procedente del panel FV en corriente alterna (AC) con valor eficaz 220V y 50 Hz de frecuencia.

- **Regulador**: constituye un nexo de unión entre los paneles FV y los elementos de consumo de la instalación. Es el encargado de fijar la tensión nominal de trabajo, protegiendo a las baterías frente a sobrecargas.

- **Batería/acumulador**: elemento diferenciador de una instalación con autoconsumo. Permite acumular la energía generada para consumirla en periodos sin irradiancia solar en los que no es posible producir electricidad en los paneles FV. Además, permite llevar a cabo una estrategia por parte del consumidor vendiendo la electricidad sobrante al sistema eléctrico en las franjas horarias cuyo precio de venta es más elevado.

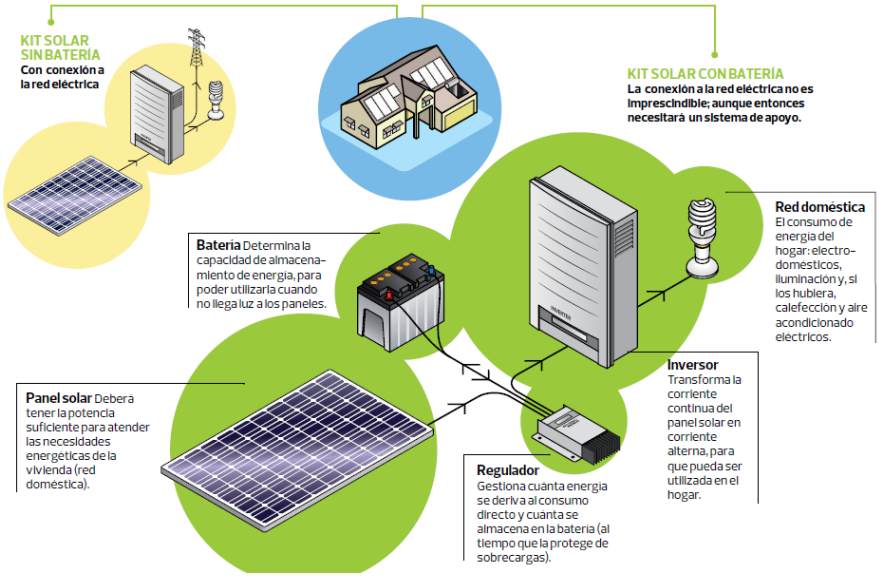


Figura II.1. Configuración de una instalación FV residencial. Fuente: OCU febrero 2016

8.1.Paneles solares

Con objeto de realizar un análisis que se corresponda lo máximo posible con la realidad, se han tomado como paneles FV de referencia los propuestos por la revista OCU en su edición de febrero de 2016. Se ha considerado que son equipos representativos de los que podrían elegir los consumidores finales para instalar en sus viviendas. A continuación, se enumeran las tres opciones analizadas:

- ***Opción 1:*** Panel FV ZYTECH Solar ZT150P; potencia 150Wp.

Tabla II.1. Panel solar ZT150P. Fuente: ZYTECH

Datos módulo FV	
Modelo	ZT150P
Potencia max	150 W
Tecnología	Policristalino silicio
Células por módulo	36
Dimensiones células	156x156 mm
Alineación de células	4x9
Eficiencia células	17,64%
Dimensiones módulo FV	1482 x 671 x 40 mm
Peso	12 kg

- ***Opción 2:*** Panel FV JINKO JKM 250P-60; potencia 250Wp.

Tabla II.2. Panel solar JKM 250P-60. Fuente:JINKO

Datos módulo FV	
Modelo	JKM250P
Potencia max	250 W
Tecnología	Policristalino silicio
Células por módulo	60
Dimensiones células	156x156 mm
Alineación de células	6x10
Eficiencia células	15,27%
Dimensiones módulo FV	1650 x 992 x 40 mm
Peso	18,5 kg

- ***Opción 3:*** Panel FV QCELLS Q Pro-G3250; potencia 250Wp.

Tabla II.3. Panel solar Q Pro-G2 250. Fuente: Q CELLS

Datos módulo FV	
Modelo	Q Pro-G3250
Potencia max	250 W
Tecnología	Policristalino silicio
Células por módulo	60
Dimensiones células	156x156 mm
Alineación de células	6x10
Eficiencia células	15%
Dimensiones módulo FV	1670 x 1000 x 35 mm
Peso	19 kg

El precio habitual de cada panel fotovoltaico se concentra en el rango entre 200-300 €, dependiendo de la potencia pico y la eficiencia.

8.2. Sistemas de almacenamiento energético residencial

Actualmente, existen en el mercado varias soluciones de almacenamiento energético enfocadas específicamente al sector residencial y cuya principal aplicación es respaldar las instalaciones de autoconsumo. Estas soluciones cada vez son más sofisticadas y los fabricantes están introduciendo en los sistemas algunos complementos que los convierten en sistemas inteligentes.

Hasta ahora, la mayor parte las baterías para uso doméstico se basaban en la tecnología plomo gel (Pb-Gel); sin embargo, esta tecnología no ofrece una vida útil muy elevada, con un reducido nº de ciclos en los que la capacidad de almacenamiento se conserve al 100%. Por todo ello, los fabricantes han cambiado el rumbo en el sector residencial y cada vez son más las soluciones basadas en la tecnología Li-ion.

La tecnología de Li-ion ofrece mayor profundidad de descarga (llegando al 100%) y mayor nº de ciclos de descarga completa (la mayoría supera los 6.000 ciclos).

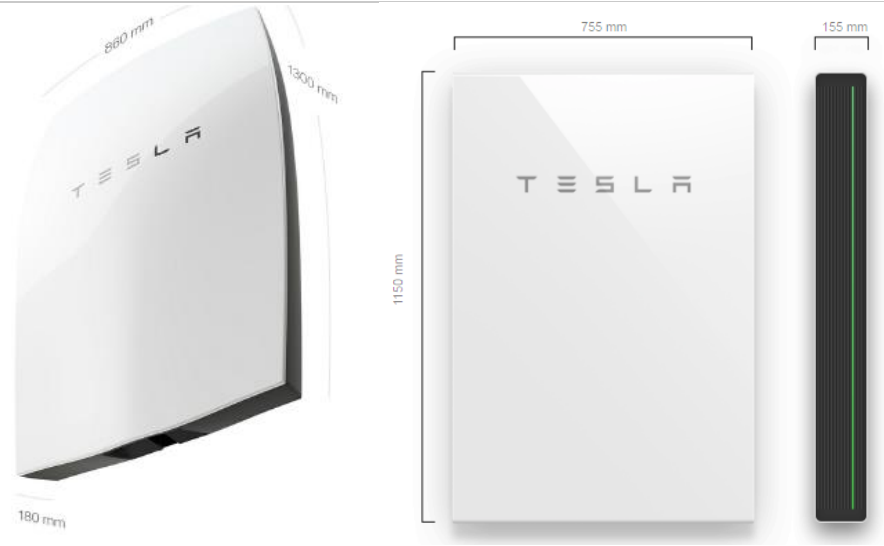
A continuación, se describen brevemente los más destacados y disruptivos:

- **Tesla Powerwall**

Esta alternativa es probablemente la más conocida en la sociedad por ser una de las primeras soluciones disponibles en el mercado centrándose en instalaciones de autoconsumo como segmento objetivo y con una gran diferencia en cuanto a vida útil y rendimiento en comparación con otras baterías de uso doméstico.

Tesla ha lanzado al mercado su primera generación de baterías, conocidas como Powerwall 1 y en próximos meses comenzará la comercialización de la segunda generación, Powerwall 2. En la Tabla II.4, se recogen las características de ambas generaciones de baterías. Las principales diferencias entre ambas generaciones están en la capacidad, la potencia y que, a diferencia de la 1ª generación, la 2ª incluye inversor.

Tabla II.4. Características batería Tesla Powerwall. Fuente: Tesla y Bornay



	Powerwall 1	Powerwall 2
Tecnología	Li-ion	
Capacidad	6,4 kWh	13,5 kWh
Eficiencia	92,5%	90%
Potencia	3,3 kW	7kW pico / 5kW continuo
Profundidad de descarga	100%	
Voltaje	350-450 V	
Corriente	9,5 A	
Rango de temperatura	-20 ºC – 50 ºC	
Peso	97 kg	120 kg
Dimensiones	1302 x 862 x 183 mm	1150 x 755 x 155 mm

El precio de venta del modelo Powerwall 1 en España alcanza aproximadamente 4.500 €; respecto al modelo Powerwall 2 que será comercializado en próximos meses, la compañía Tesla ya permite reservarla a través de la web y su precio de venta es 6.850 €.

- **LG Chem RESU**

Las soluciones ofrecidas por LG para el sector residencial se enmarcan en dos categorías en función del voltaje: 48V y 400V. Ninguna de estas soluciones incluye inversor.

En España se comercializan varios modelos de la gama LG RESU, con capacidades desde los 3,3 kWh a los 20 kWh, con una escala de precios entre 2.800 € hasta 11.452 €. Estas baterías destacan por la resistencia de sus celdas, tienen una garantía de siete años y 6.000

ciclos de carga sin perder el 90% de su capacidad de carga. Su vida útil puede prolongarse hasta los 20 años, con una capacidad del 60%.

Tabla II.5. Características baterías LG Chem RESU. Fuente: LG Chem

	RESU3.3	RESU6.5	RESU10
Tecnología		Li-ion	
Capacidad total / utilizable	3,3 kWh / 2,9 kWh	6,5 kWh / 5,9 kWh	9,8 kWh / 8,8 kWh
Eficiencia		95%	
Potencia max / pico	3kW / 3,3kW	4,2kW / 4,6 kW	5kW / 7kW
Rango de voltaje / tensión nominal		42 – 58,8 V / 51,8 V	
Peso	31 kg	52 kg	75 kg
Dimensiones	452 x 401 x 120 mm	452 x 654 x 120 mm	452 x 483 x 227 mm
Vida útil (nº ciclos)		6.000	

	RESU7H	RESU10H
Tecnología	Li-ion	
Capacidad total/utilizable	7 kWh / 6,6 kWh	9,8 kWh / 9,3 kWh
Eficiencia	95%	
Potencia max / pico	3,5kW / 5kW	5kW / 7kW
Rango de voltaje	350 – 450 V	350 – 450 V / 385 – 550 V
Peso	76 kg	97 / 99,8 kg
Dimensiones	744 x 692 x 206 mm	744 x 907 x 206 mm
Vida útil (nº ciclos)	6.000	

- **RaStore**

Una empresa valenciana, Solar Rocket, ha presentado un sistema consistente en una batería con capacidad entre 4,8 - 19,2 kWh, que incluye además un controlador y el equipo inversor.

Uno de los principales rasgos diferenciadores es que incluye un software personalizado y pantalla táctil para monitorizar de forma sencilla la producción de los paneles a los que esté conectada y su nivel de carga, además de llevar un registro en el tiempo de la producción, el consumo y el ahorro obtenidos. En cuanto a la tecnología de almacenamiento, la empresa permite personalizar el sistema con baterías de Li-on o Pb-Gel.

En la Tabla II.6, se recogen las principales características técnicas del sistema RaStore

El precio de estos equipos varía entre 7.300 y 14.000 €.

Tabla II.6.Características batería RaStore. Fuente: Atonstorage

	RA 3K		**RA 4K**		**RA 5K**	
Tecnología	Li-ion	Pb-Gel	Li-ion	Pb-Gel	Li-ion	Pb-Gel
Capacidad total/utilizable	7,5kWh / 6kWh	18kWh / 9kWh	7,5kWh / 6kWh	21kWh / 10,5kWh	7,5kWh / 6kWh	24kWh / 12kWh
Eficiencia	94,60%					
Potencia max	3 kW		3,7 kW		4,6 kW	
Voltaje nominal	48 V					
Dimensiones	1045 x 1245 x 545 mm		1010 x 1510 x 502 mm		1045 x 1245 x 545 mm	
Vida útil batería (nº ciclos)	4.000	2.500	4.000	2.500	4.000	2.500

- **Axitec AXIStorage**

La batería del fabricante alemán Axitec, no cuida la estética como los sistemas Tesla o LG y no tiene unas dimensiones tan reducidas. No obstante, dispone de mayor capacidad

(6.8kWh), mayor vida en ciclos (6600 ciclos) y es más económica. La capacidad se puede aumentar con hasta 12 unidades. No incluye inversor.

La AXIStorage Li 7S es una batería de litio de bajo voltaje, que trabaja a 48V. El precio por cada unidad es 5.935 €.

Tabla II.7.Características batería AXIStorage. Fuente: Solarmat

AXIStorage Li 7S	
Tecnología	Li-ion
Capacidad utilizable	6,8 kWh
Eficiencia	97%
Potencia max descarga	8,3 kW
Profundidad de descarga	80%
Voltaje nominal	55,5 V
Dimensiones	536 x 675 x 475 mm
Vida útil batería (nº ciclos)	6.600

• Fronius SYMO Hybrid

Batería de litio de fosfato de hierro con una tecnología de alto rendimiento, para consumos trifásicos. Garantiza una larga vida útil, tiempos de carga cortos y una alta profundidad de descarga. No incluye inversor.

Los modelos de este fabricante más adecuados para instalaciones de autoconsumo residenciales varían de 4,5 kWh a 6kWh, con un rango de precios entre 7.939 € a 9.380€.

Tabla II.8. Características batería Fronius SYMO HYBRID. Fuente: Solarmat

Fronius SYMO HYBRID 4,5kWh	
Tecnología	Li fosfato Fe
Capacidad total/utilizable	4,5 kWh / 3,6 kWh
Potencia max descarga	2,4 kW
Profundidad de descarga	80%
Rango de voltaje	120 - 170 V
Dimensiones	955 x 570 x 611 mm
Peso	91 kg
Vida útil batería (nº ciclos)	8.000

- **Kostal Piko Battery LITIO**

Este equipo es muy similar al de Fronius, óptimo para consumos trifásicos. No incluye inversor, pero los inversores de este fabricante proporcionan mayor potencia respecto a los inversores de Fronius.

Se trata de una batería de litio y fosfato de hierro, con 6000 ciclos de vida al 80% de descarga, BMS y comunicaciones integradas, para trabajar con la gama de inversores trifásicos Kostal Piko BA. La capacidad es ampliable con módulos adicionales de 1,2 kWh, variando por tanto entre 3,6 – 9,6 kWh.

El precio para 6kWh de capacidad es de 10.755 €

Tabla II.9.Características batería PIKO Battery Li. Fuente: Solarmat

	PIKO Battery Li
Tecnología	Li fosfato Fe (LiFePO4)
Capacidad total	De 3,6 kWh a 9,6 kWh
Potencia max descarga	De 1,84 kW a 4,9 kW
Profundidad de descarga	90%
Rango de voltaje	153 - 410 V
Dimensiones	1145 x 550 x 655/575 mm
Peso	120 - 202 kg
Vida útil batería (nº ciclos)	6.000

- **Ampere Energy: Sphere, Square, Tower**

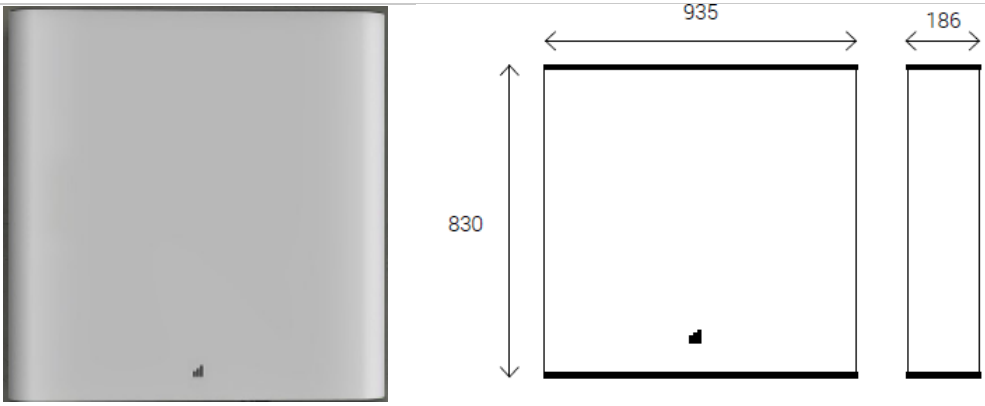
Las baterías para autoconsumo de Ampere Energy suponen una notable revolución en el mercado de las baterías de Litio. Su software inteligente ayuda a maximizar el ahorro económico.

Dicho software ayuda a monitorizar la energía generada por los módulos fotovoltaicos, la almacenada y la que previsiblemente se consumirá. En base a ello, y accediendo a los partes meteorológicos con su conexión a internet, es capaz de predecir si la producción será suficiente para cubrir el consumo y, en caso contrario, cargarse durante las horas valle de la red eléctrica para conseguir el máximo ahorro energético al día siguiente.

Todos los modelos integran un inversor bidireccional con distintas variantes de potencia y medidor de energía.

La empresa valenciana Ampere Energy ofrece tres productos: Sphere, Square y Tower. De ellos, el más adecuado para maximizar una instalación de autoconsumo residencial con paneles FV es el modelo Square; dentro de esta categoría, se ofrecen dos variantes con capacidades de 3 y 6 kWh. Para aquellos usuarios que requieran mayor capacidad, disponen del modelo Tower con capacidades entre 9 y 12 kWh.

Tabla II.10. Características batería Ampere Square. Fuente: Ampere Energy



	Square 3kWh	Square 6kWh
Tecnología	Li-ion	
Capacidad total	3 kWh	6 kWh
Profundidad de descarga	95%	
Potencia nominal	3 kW	3 kW o 5 kW
Rango de voltaje	43 – 58,8 V	
Tensión nominal	51,8 V	
Peso	72 kg	91 kg
Dimensiones	935 x 830 x 186 mm	
Vida útil (nº ciclos)	6.000	

El precio de estas soluciones abarca desde 6.945 € para el modelo Square 3kWh, 7.977 € para el modelo de 6kWh, 10.881 € para el modelo Tower de 9kWh y 12.668 € para el modelo de 12 kWh

9. DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN EN DIGSILENT POWERFACTORY

El programa de cálculo PowerFactory, implementado por DIgSILENT, es un programa de ingeniería que permite el análisis de los servicios de transmisión, distribución y los sistemas de electrónica de potencia.

El término DIgSILENT se corresponde con "DIgital SImuLation of Electrical NeTworks". Representa el primer software de análisis de sistemas energéticos que integra una interfaz gráfica e interactiva.

PowerFactory representa una potente herramienta que permite llevar a cabo funciones de simulación tales como flujos de carga, cálculo de cortocircuitos, análisis de armónicos, cálculos de estabilidad, etc.

La modalidad '*load flow calculation'*, considera la red eléctrica bajo un único conjunto de condiciones, sin tener en cuenta la dependencia de algunos parámetros de la red con el tiempo:

- Las cargas están sometidas a una variación cíclica tanto diaria como estacional.
- La generación de algunas fuentes de energía renovables, tales como la eólica o la fotovoltaica, varía en el tiempo debido a la evolución de la radiación solar y la velocidad del viento.
- Los cortes por mantenimiento de la red y los fallos e interrupciones no programadas también tienen una dependencia en el tiempo.

Por todo ello, desde el punto de vista técnico, es interesante conocer cómo varía el rendimiento de la red en la escala de minutos a horas. PowerFactory incluye una herramienta de cálculo de flujos de carga según la variación del tiempo denominada '*Quasi-Dynamic Simulation'*; ésta será la modalidad elegida para el desarrollo del presente proyecto con el objetivo de conocer cómo varían las cargas en el tiempo, la generación de los sistemas fotovoltaicos, la curva de carga de las baterías, la variación de la tensión en los nudos de la red, el porcentaje de carga en las líneas y la potencia total intercambiada entre la red de MT y BT.

9.1.Modelo de referencia de la red de distribución de BT

Para llevar a cabo el análisis técnico orientado a estudiar el posible impacto de la generación fotovoltaica con almacenamiento en baterías conectada a la red, se realiza una simulación en DIGSILENT PowerFactory de una red de distribución de BT representativa de un sistema eléctrico europeo propuesto por el proyecto IDE4L, cofinanciado por la Comisión Europea.

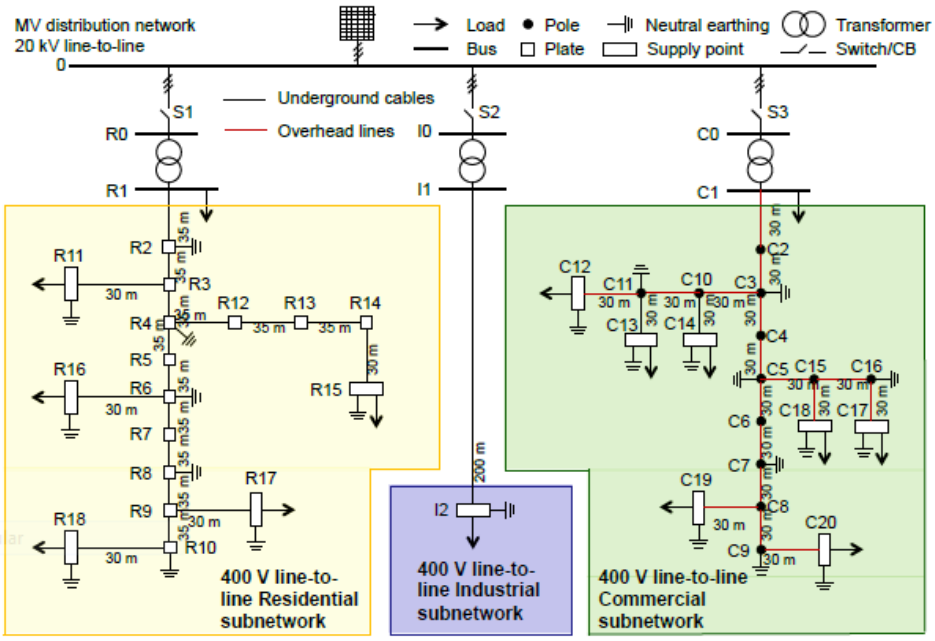


Figura II.2. Topología red BT. Fuente: IDE4L

Como se puede comprobar en la Figura II.2, la red tipo parte de una línea de MT y se divide en 3 lazos de distribución: residencial, industrial y comercial. Para llevar a cabo el análisis objeto de estudio de éste proyecto únicamente se utiliza el lazo de distribución residencial comprendido entre el equivalente de red de MT, pasando por el nodo R0 hasta el nodo R18.

La descripción general de la red de BT es la siguiente:

- Tras el nodo R0, parte de un transformador MT/BT, con configuración radial. Los consumidores residenciales se distribuyen desde el nodo R11 hasta el nodo R18. El transformador tiene un grupo de conexión Dyn1 y potencia de 500 kVA.

- La conexión de los consumidores finales en los nodos del sistema es trifásica con una tensión de 400 V línea-línea.

- Las conexiones de los nodos se realizan mediante líneas subterráneas de conductores monopolares de tipo PVC/XLPE.

- El equivalente de red de MT tiene una potencia de cortocircuito de 100 MVA a 20 kV y una relación X/R igual a 1.

- En la Tabla II.11, se recogen los datos de las cargas conectadas en cada nodo.

Tabla II.11. Cargas conectadas en la red de BT

Nodo	Potencia aparente, S [kVA]	Factor de potencia, pf
R1	200	0.95
R11	15	0.95
R15	52	0.95
R16	55	0.95
R17	35	0.95
R18	47	0.95

9.1.1. Implementación de la red de BT en DIgSILENT PowerFactory

En la Figura II.3, se muestra la red modelada en DIgSILENT PowerFactory; cuenta con 18 nudos, 17 líneas, 1 transformador entre los nudos R0 y R1 conectando la red de MT con el lazo de BT residencial y 6 cargas (repartidas en los nudos R1, R11, R15, R16, R17 y R18).
Como se explicará en el apartado 11, en los nudos R11, R15 y R18 serán instalados sistemas fotovoltaicos y baterías.

Los elementos de DIgSILENT PowerFactory empleados para el diseño de la red son los siguientes:

- *External Grid*
- *Single Busbar System*
- *2-Winding Transformer*
- *Busbar (short)*
- *Junction/internal node*
- *Line*
- *General Load*

Para los sistemas fotovoltaicos y baterías:

- *PV System*
- *Battery-Storage*

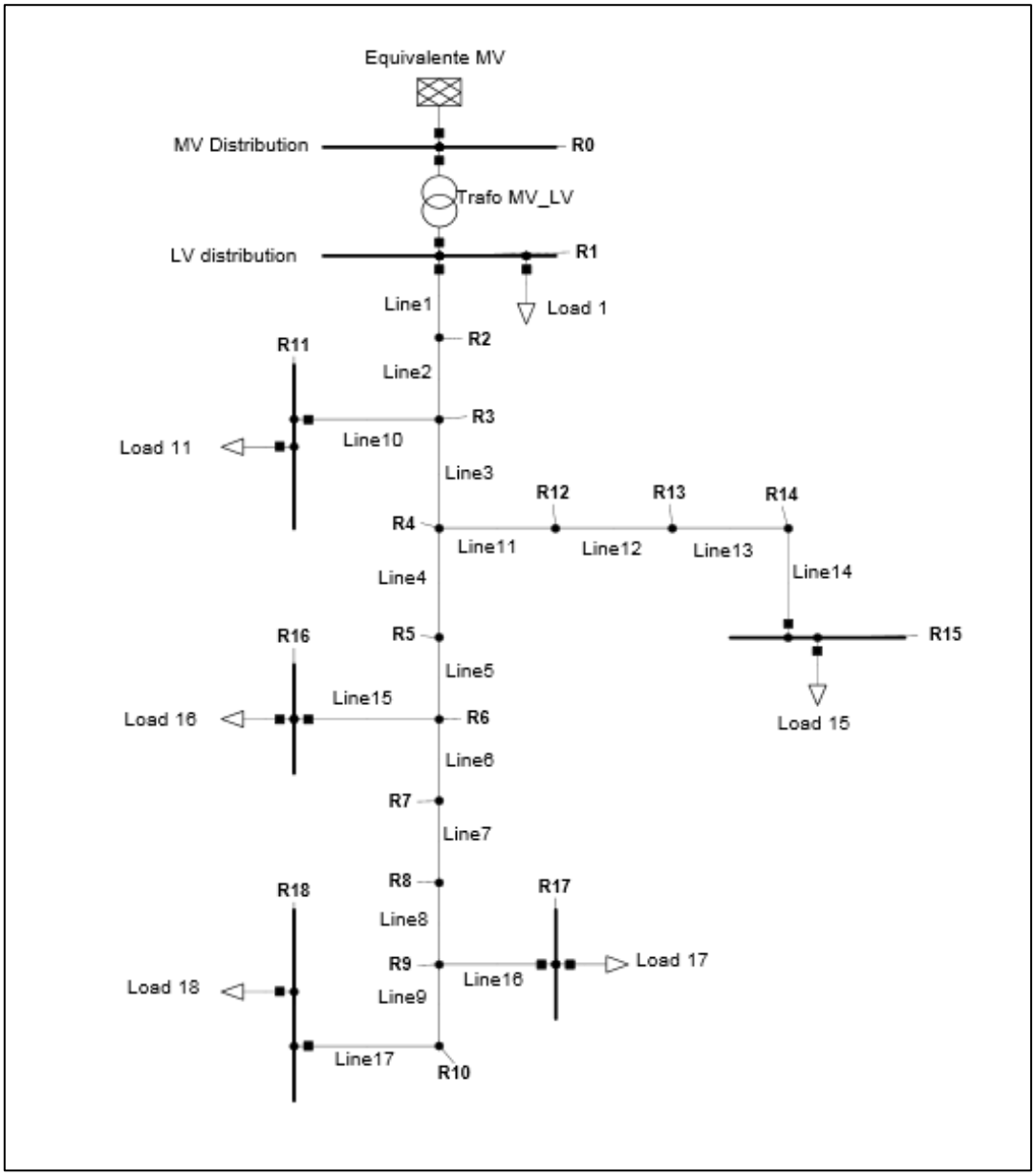


Figura II.3. Red tipo BT modelada en DIgSILENT PowerFactory

9.2.Perfil de carga residencial y precio de la energía

Para llevar a cabo el análisis de la red de BT, se implementa en la carga de cada nodo la evolución diaria de la curva de demanda tipo para los consumidores domésticos. En la web de Red Eléctrica de España, está disponible esta información para cada día del año; cabe destacar, que la demanda del sector residencial varia estacionalmente a lo largo del año, siendo las variaciones a lo largo del día más acusadas en unas estaciones que en otras.

En la simulación objeto de estudio se implementará la curva tipo para dos épocas estacionales: invierno y verano. Por ello, se seleccionan como curvas tipo los *perfiles de consumo a efectos de facturación del PVPC Tarifa 2.0A*, del 20 de enero de 2016 y del 20 de Julio de 2016. De igual modo, se selecciona la evolución del precio de la energía en ambas fechas con el fin de analizar más adelante las estrategias de las instalaciones de autoconsumo.

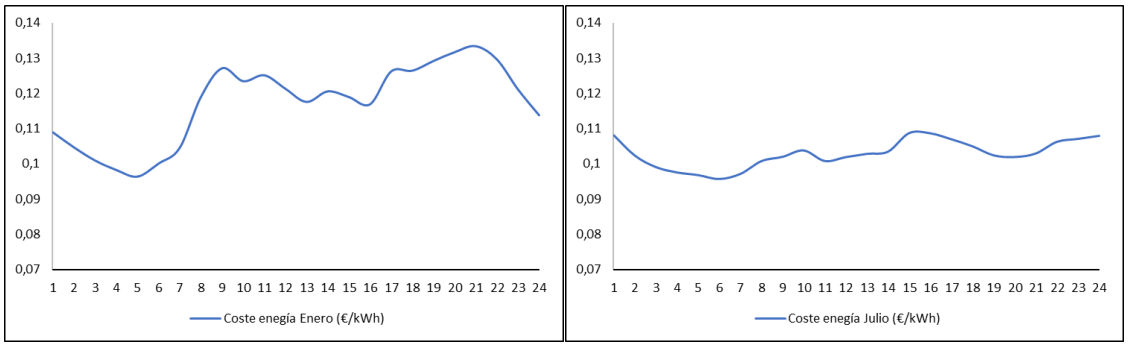


Figura II.4. Curva tipo PVPC enero (izquierda) y julio (derecha). Fuente datos: REE

En la Figura II.5, se observan las diferencias entre ambas estaciones aplicando la curva tipo a la demanda del nodo R11. Generalmente, para una misma potencia instalada, la demanda en invierno es más elevada que en verano; además, en invierno la curva se caracteriza por una mayor variabilidad con dos zonas pico claramente diferenciables.

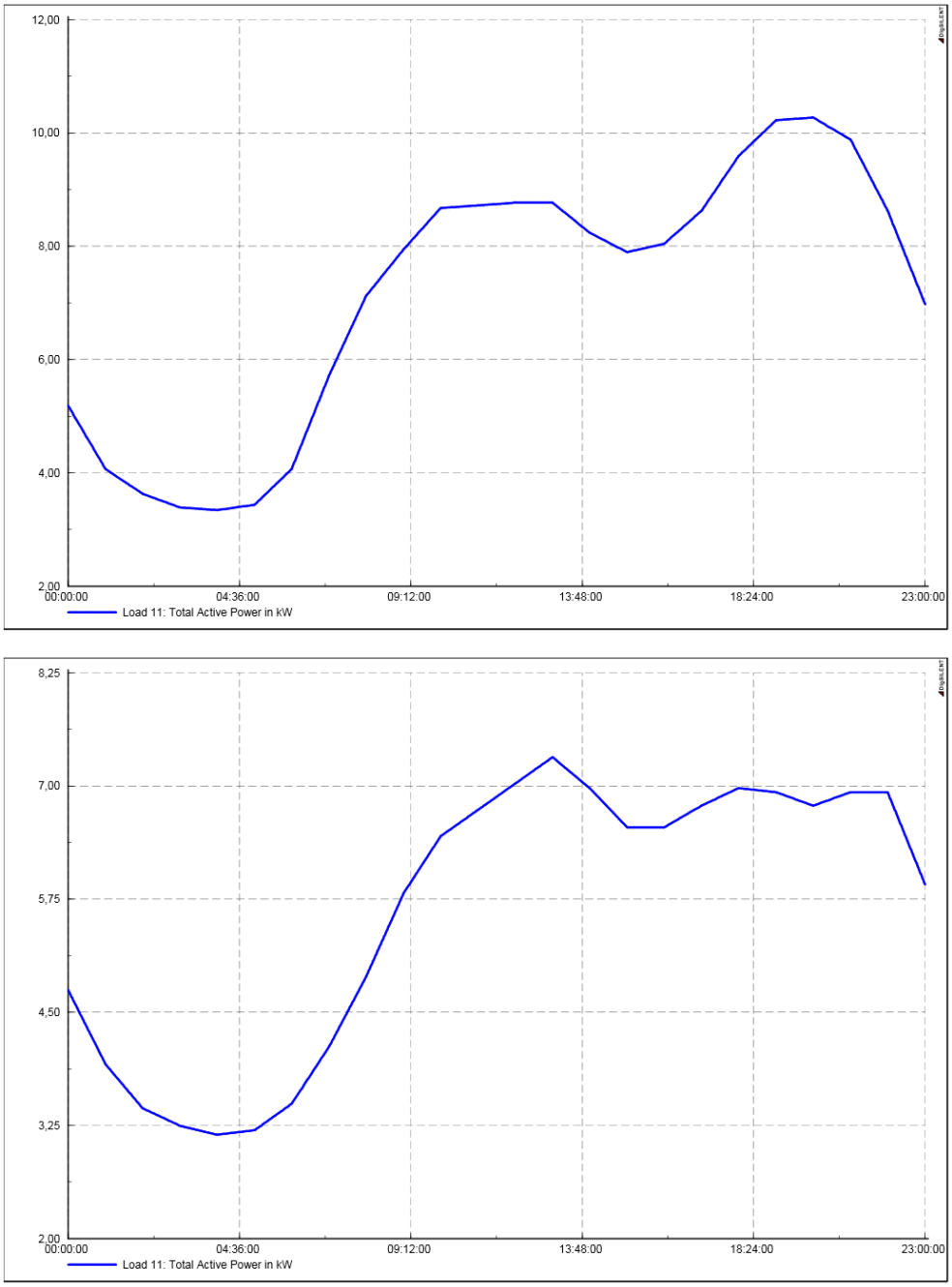


Figura II.5. Curva de carga tipo en enero (arriba) frente a julio (abajo)

9.3.Implementación del modelo fotovoltaico

En DigSILENT PowerFactory, se dispone del elemento '*PV System*' que representa un conjunto de paneles solares conectados a la red eléctrica a través de un único inversor. Otra ventaja añadida a este elemento que representa un sistema de generación fotovoltaica, es que permite estimar automáticamente la potencia activa generada en el sistema en conjunto a partir de las características técnicas de los paneles, localización geográfica, fecha y hora, irradiancia solar de la ubicación (W/m^2), nº de inversores y nº de paneles.

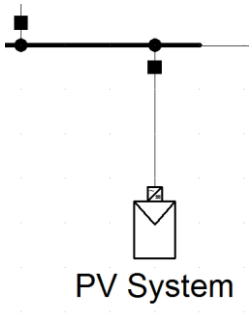


Figura II.6.Símbolo sistema fotovoltaico en DIgSILENT PowerFactory

La estimación de la potencia activa se rige por las siguientes ecuaciones:

$$P_{panel} = \frac{E_{g,pv} \cdot P_{pk,panel} \cdot n_{rel} \cdot n_{inv}}{E_{STD}}$$

$$P_{system} = P_{panel} \cdot num_{panels}$$

Siendo,

P_{panel} , la potencia activa generada por cada panel, en kW

P_{system} , potencia activa de todo el sistema, en kW

num_{panels}, el número de paneles por cada inversor

$E_{g,pv}$, la irradiancia global sobre los paneles, en W/m^2

$P_{pk,panel}$, potencia pico nominal de cada panel, en kW

E_{STD}, el valor de irradiancia estándar, 1000 W/m^2

n_{rel}, eficiencia del panel

n_{inv}, eficiencia del inversor

Para estimar la irradiancia global en el plano horizontal, esta resulta de la suma de la irradiancia directa y la difusa:

$$E_{g,hor} = E_{b,hor} + E_{d,hor}$$

En DigSILENT PowerFactory se ofrecen varios métodos de estimación de la irradiancia: en el presente estudio, se optó por '*Hourly Clearness Index Value*' para la irradiancia global, éste índice habitualmente varía entre 0.6 – 0.72 en condiciones despejadas o incluso en un rango menor a elevadas latitudes en invierno (en el estudio se fijó el valor en 0.6); respecto a la irradiancia directa, se optó por el método '*Hourly Data, Normal (DNI)*'. La selección de estos parámetros se puede apreciar en la Figura II.7.

La variación horaria de DNI, se analizó en la base de datos PVGIS; esta herramienta permite conocer la evolución de varios parámetros de radiación solar para una ubicación dada.

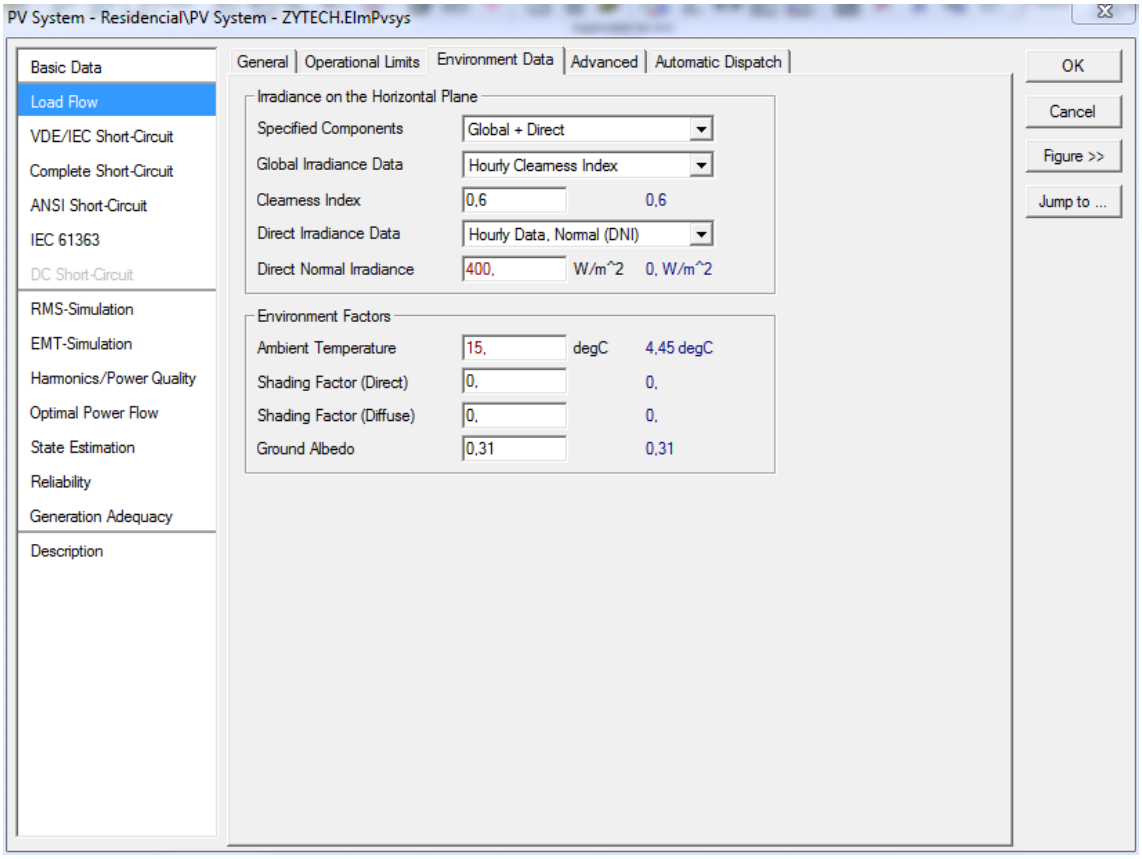


Figura II.7.Configuración estimación de generación fotovoltaica

Para llevar a cabo las simulaciones objetivo, se optó por analizar los resultados en dos latitudes distintas y en dos épocas del año (invierno - verano), con el fin de comprobar cómo varía la energía producida para dos instalaciones iguales en distintas localizaciones geográficas: Oviedo y Sevilla. En la Tabla II.12, se recoge la curva de irradiación DNI diaria para ambas ubicaciones.

En la Figura II.8, se observa la diferencia en la amplitud del rango de irradiación solar para ambas latitudes.

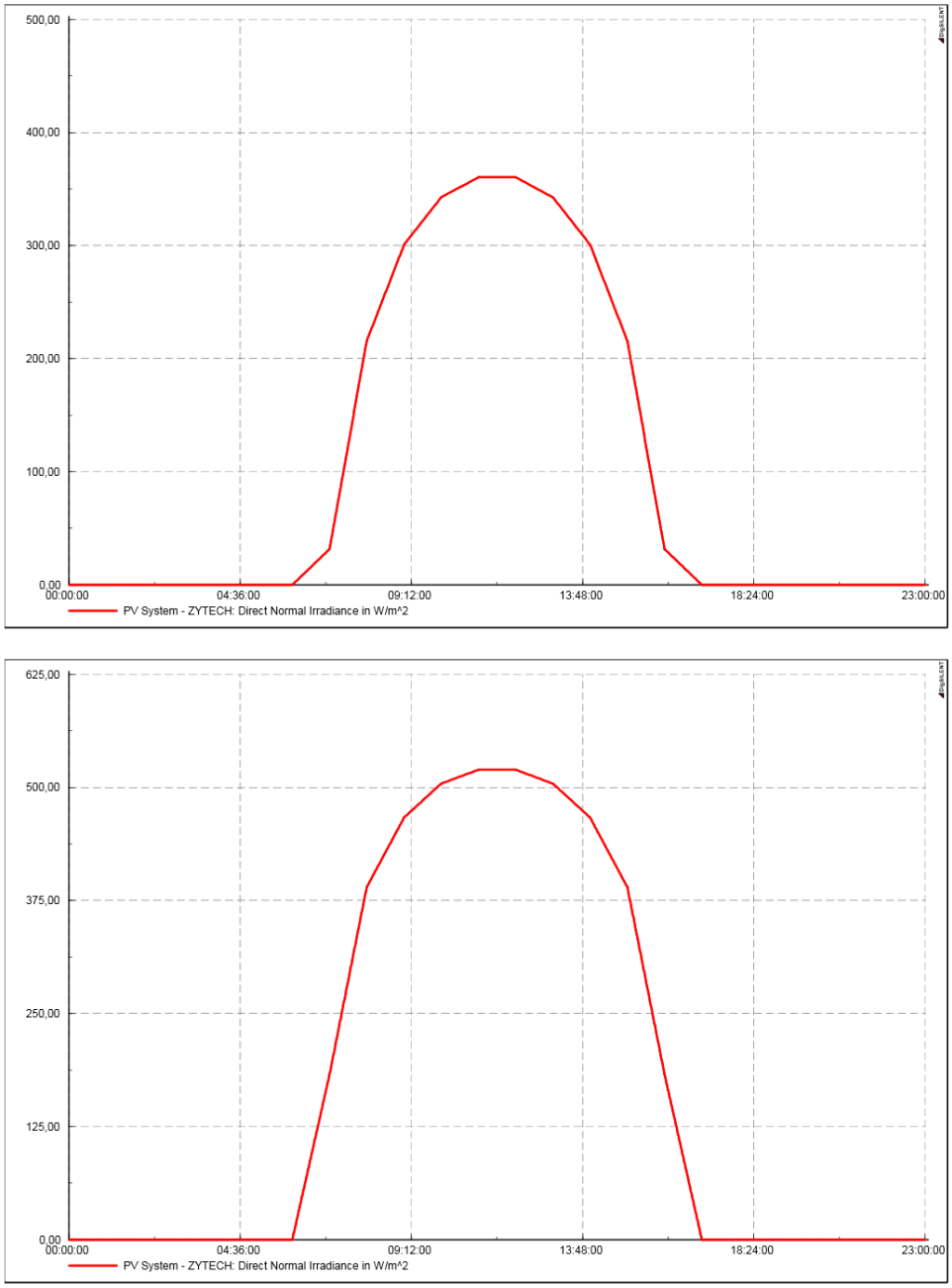


Figura II.8.Irradiancia solar Oviedo (arriba) frente a Sevilla (abajo) en Enero

Tabla II.12.Irradiancia solar para los meses de Enero y Julio en ambas localizaciones. Fuente: PVGIS

	DNI, Oviedo (W/m2)		***DNI, Sevilla (W/m2)***	
Hora del día	**Enero**	**Julio**	**Enero**	**Julio**
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	46,00	0,00	105,00
6:00	0,00	245,75	0,00	550,50
7:00	31,75	318,75	183,00	686,00
8:00	215,50	366,50	389,50	766,75
9:00	300,75	397,00	466,75	816,50
10:00	342,75	415,25	504,00	845,25
11:00	360,50	424,25	519,50	858,75
12:00	360,50	424,25	519,50	858,75
13:00	342,75	415,25	504,00	845,25
14:00	300,75	397,00	466,75	816,50
15:00	215,50	366,50	389,50	766,75
16:00	31,75	318,75	183,00	686,00
17:00	0,00	245,75	0,00	550,50
18:00	0,00	46,00	0,00	105,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00

Por último, en la Figura II.9, se muestra la estructura interna de un modelo de sistema FV en DIgSILENT PowerFactory. Entre los elementos que componen el sistema se puede destacar:

- Bloque de simulación de la trayectoria del sol y la dependencia del panel con la temperatura ambiente (Photovoltaic model).
- Medida de la potencia activa y reactiva (PowerMeasurement)
- Medida de la frecuencia (Slow Frequ Measurement)
- Medida de tensión (AC Voltage)
- Bloque del generador fotovoltaico (Static Generator).

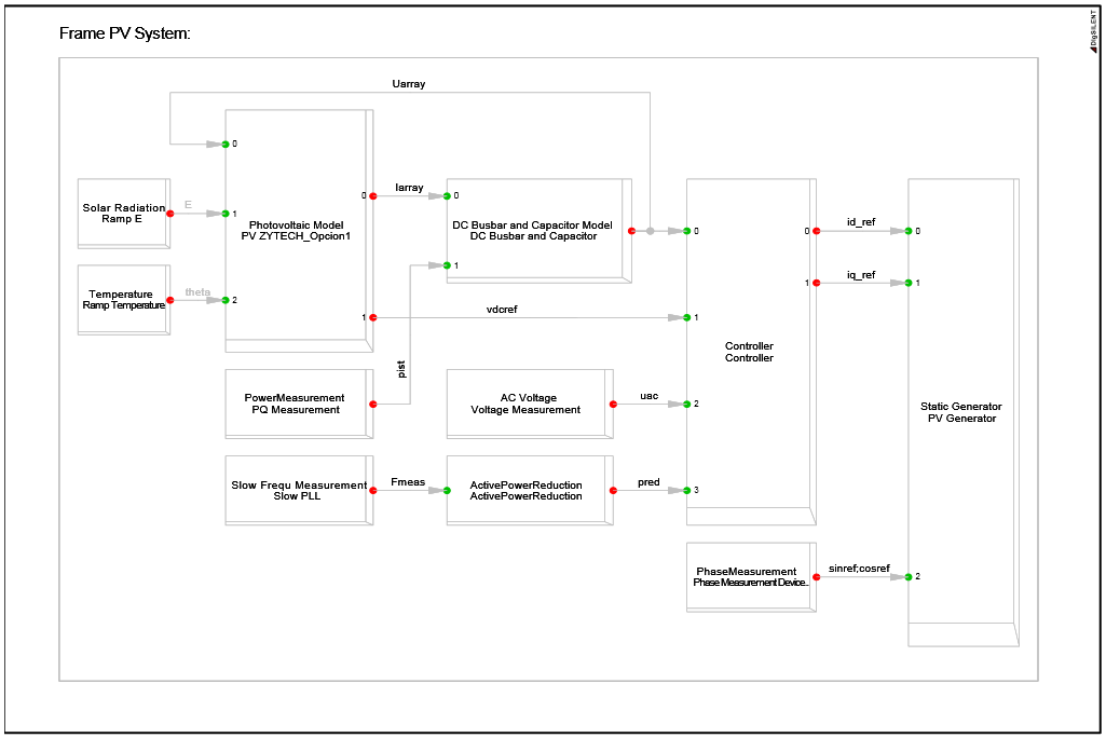


Figura II.9.Estructura interna del sistema fotovoltaico en DIgSILENT PowerFactory

9.3.1. Características de los módulos fotovoltaicos

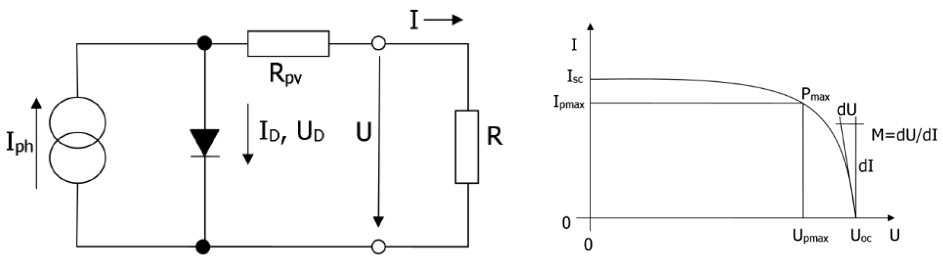


Figura II.10.Circuito equivalente y curva teórica célula solar

El modelo del sistema fotovoltaico en DIgSILENT se corresponde con el circuito equivalente de la Figura II.10; donde, P_{pv} representa la resistencia fotovoltaica en Ohm, I_{sc} es la corriente de cortocircuito en A, I_{pmax} la corriente nominal en el punto de máxima potencia en A, U_{pmax} la tensión nominal en el punto de máxima potenica en V y U_{oc} la tensión de cortocircuito en V.

Los módulos fotovoltaicos del sistema presentan las mismas características en todos los escenarios que serán simulados, pero debido a la posición diferente del sol en las dos ciudades, la radiación solar recibida en los paneles será distinta y, por tanto, la potencia activa generada también variará.

La producción eléctrica en kW será por tanto función de la irradiancia global disponible y del ángulo de inclinación de los paneles. En el presente estudio, el ángulo de inclinación se ha mantenido constante para ambas ubicaciones, fijándolo en 30º.

En la Tabla II.13 y Tabla II.14, se recogen las características técnicas de los tres modelos de paneles FV implementados en la simulación; dichos parámetros se introducen en el modelo como se puede observar en la Figura II.11.

Tabla II.13.Características eléctricas paneles solares. Condiciones STC

Electric Data at STC[1]	**ZYTECH Solar ZT150P**	**JINKO JKM 250P-60**	**Q CELLS Q Pro – G3 250**
Power peak, Pmax	150 W	250 W	250 W
Voltage open-circuit, Voc	21,87 V	37,7 V	37,49 V
Current short-circuit, Isc	9,28 A	8,85 A	8,71 A
Voltage at Maximum power, Vmpp	18,23 V	30,5 V	30,76 V
Current at Maximum power, Impp	8,22 A	8,2 A	8,21 A
Module efficiency, n	17,64 %	15,27 %	15 %

Tabla II.14.Características eléctricas paneles solares. Condiciones NOCT

Electric Data at NOCT[2]	**ZYTECH Solar ZT150P**	**JINKO JKM 250P-60**	**Q CELLS Q Pro – G3 250**
Power peak, Pmax	121,80 W	184 W	186 W
Voltage open-circuit, Voc	19,04 V	34,90 V	34,90 V
Current short-circuit, Isc	7,85 A	7,21 A	7,03 A
Voltage at Maximum power, Vmpp	15,73 V	28 V	28,89 V
Current at Maximum power, Impp	6,79 A	6,56 A	6,44 A
Nominal Operating Cell Temperature NOCT	47 ºC	45 ºC	45 ºC

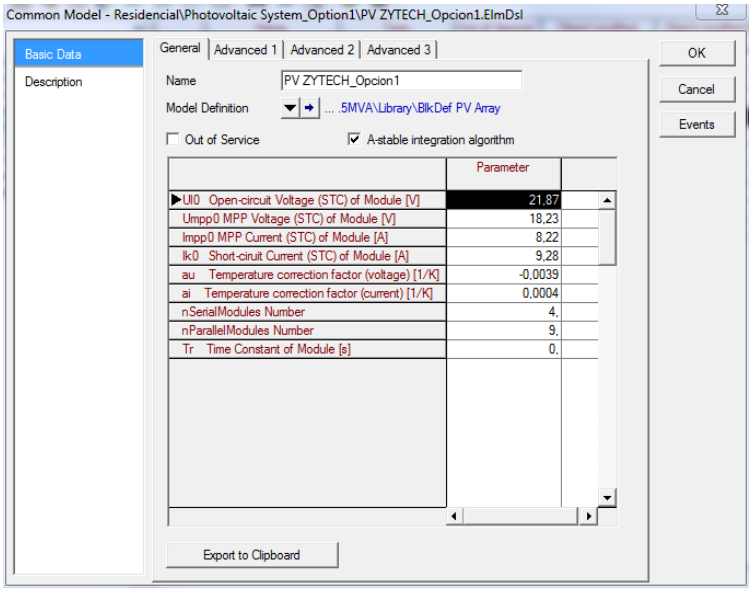


Figura II.11.Características módulo del panel solar en DIgSILENT PowerFactory

[1] STC: radiación 1000 W/m^2 ; ambiente módulo: 25ºC; AM = 1,5
[2] NOCT: radiación 800 W/m^2 ; Ambiente módulo 20ºC; AM = 1,5; Velocidad viento 1m/s

9.4.Implementación del modelo de la batería

El modelo de batería disponible en DIgSILENT PowerFactory (*Battery-Storage*) se basa en el modelo de una fuente de tensión. El circuito equivalente del sistema de almacenamiento se muestra en la Figura II.12.

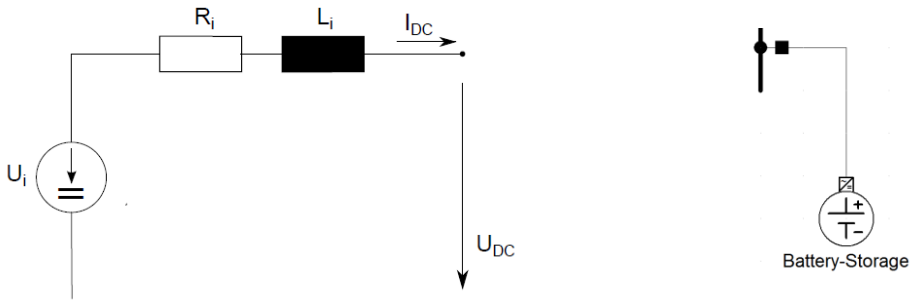


Figura II.12.Circuito equivalente y símbolo de la batería en DIgSILENT PowerFactory

Para el análisis de flujo de carga equilibrado y desequilibrado (AC), la inductancia interna L_i es ignorada y sólo se tiene en cuenta la resistencia interna R_i. La tensión interna se mantiene constante según las ecuaciones:

$$U_i = U_{nom} \cdot u_{set}$$

$$U_{DC} = U_i - I_{DC} \cdot R_i$$

Siendo, U_i la tensión interna en kV, U_{nom} la tensión nominal de la batería en kV y R_i la resistencia interna en Ohm.

En la Figura II.13, se muestra la estructura interna de un modelo de batería en DIgSILENT PowerFactory. El modelo incorpora varios controladores y elementos de medida entre los que encontramos:

- Modelo de batería
- Modelo de convertidor
- Controlador de potencia activa y reactiva
- Controlador de carga de la batería

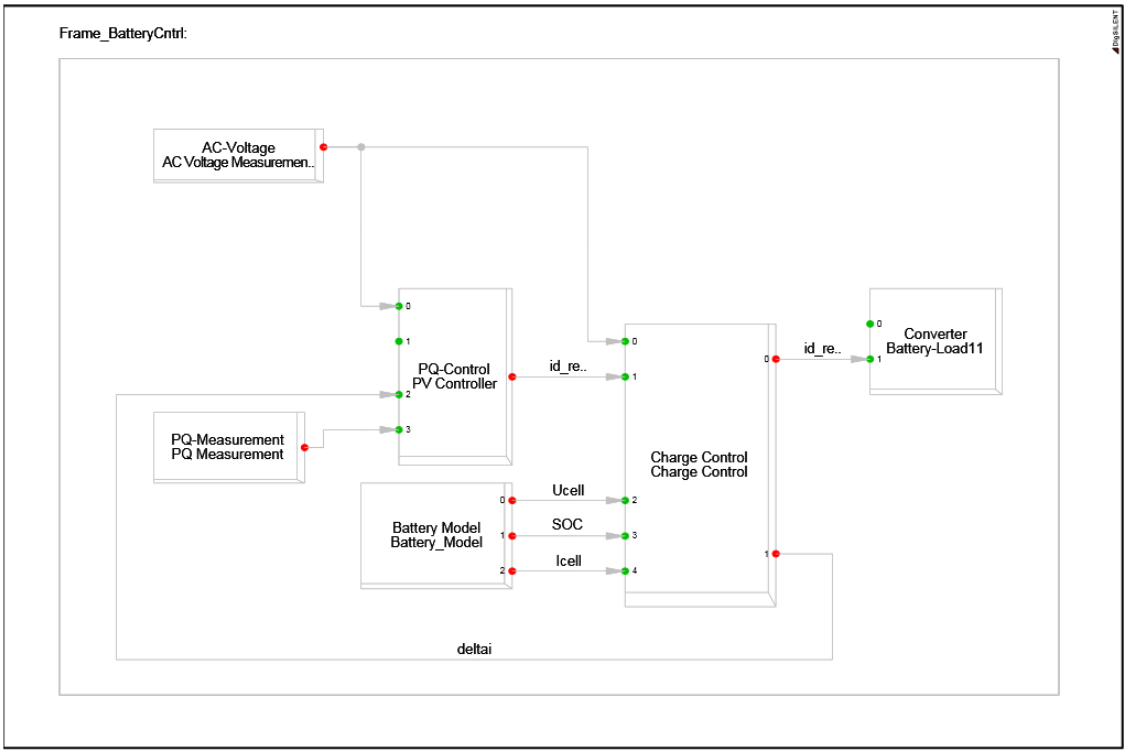


Figura II.13.Estructura interna de la batería en DIgSILENT PowerFactory

9.4.1. Características de la batería

El modelo implementado en el presente estudio está basado en una configuración teórica e idealizada de un sistema de almacenamiento de Li-ion.

Las características técnicas del modelo se mantienen según las optimizadas por DIgSILENT PowerFactory (Figura II.14, Tabla II.15); se ha decidido mantener el modelo de batería por defecto ya que, en la mayor parte de los catálogos de las baterías mencionadas en apartados anteriores, no se mostraba el grado de detalle requerido sobre los modelos internos de las baterías.

Entre estos parámetros del modelo de batería se encuentran la capacidad por celda, la tensión DC correspondiente a una celda descargada y a una celda a plena carga, nº de celdas en paralelo y en serie que componen la batería y la resistencia interna de cada celda.

Además, otro factor importante en el modelo de la batería es el estado de carga, denominado SOC, varía entre 0 (batería descargada) y 1 (batería cargada). Se ha

establecido que en el momento inicial de la simulación las baterías estén a un 80% de su capacidad y se ha permitido una profundidad de descarga del 100% (Figura II.14).

Tabla II.15.Características modelo batería en DIgSILENT PowerFactory

BATTERY MODEL	Data
Capacity per cell	80 Ah
Voltage of empty cell	12 V
Voltage of full cell	13,85 V
Amount of parallel cells	60
Amount of cells in row	65
Intern resistance per cell	0,001

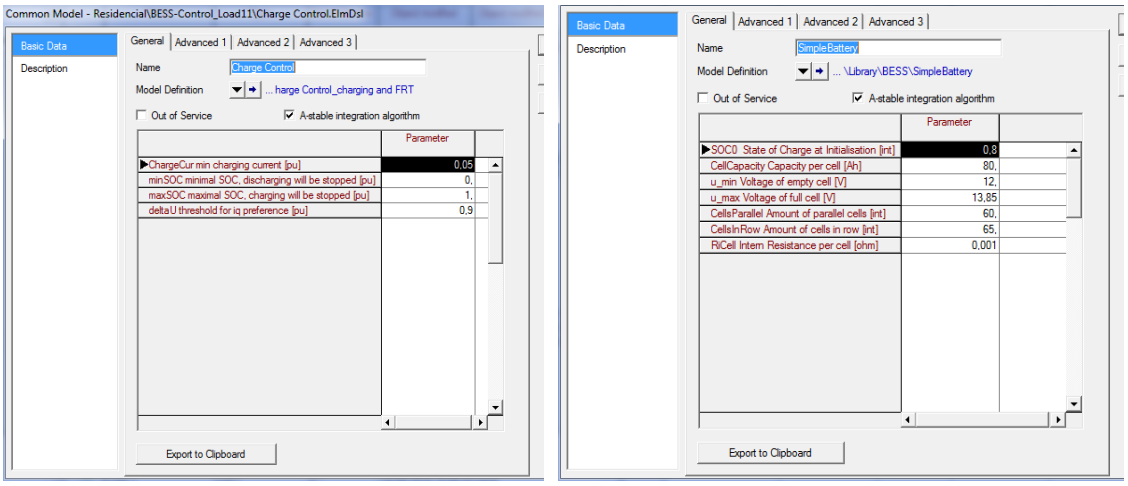


Figura II.14. Características del modelo de batería en DIgSILENT PowerFactory

Tras el breve estudio de mercado indicado en el apartado 8.2, se toma como potencia nominal de la batería 3kW, por ser el valor habitual en las soluciones comerciales más básicas. Por ello, como se muestra en la Figura II.15, se establece la potencia nominal de cada batería y el nº de baterías en paralelo que compondrán los sistemas de almacenamiento en cada nodo (R11, R15 y R18).

Por otro lado, como las demandas en los nodos de la red no serán cubiertas al 100% por los sistemas de almacenamiento, para llevar a cabo un análisis del comportamiento de la red con la presencia de estos dispositivos, se elabora la curva de carga/descarga de cada grupo de almacenamiento en función de la demanda de la carga y la producción del sistema fotovoltaico, con el objetivo de maximizar el ahorro económico del usuario o el uso de la batería. Estas curvas serán analizadas con detalle en el apartado 10.

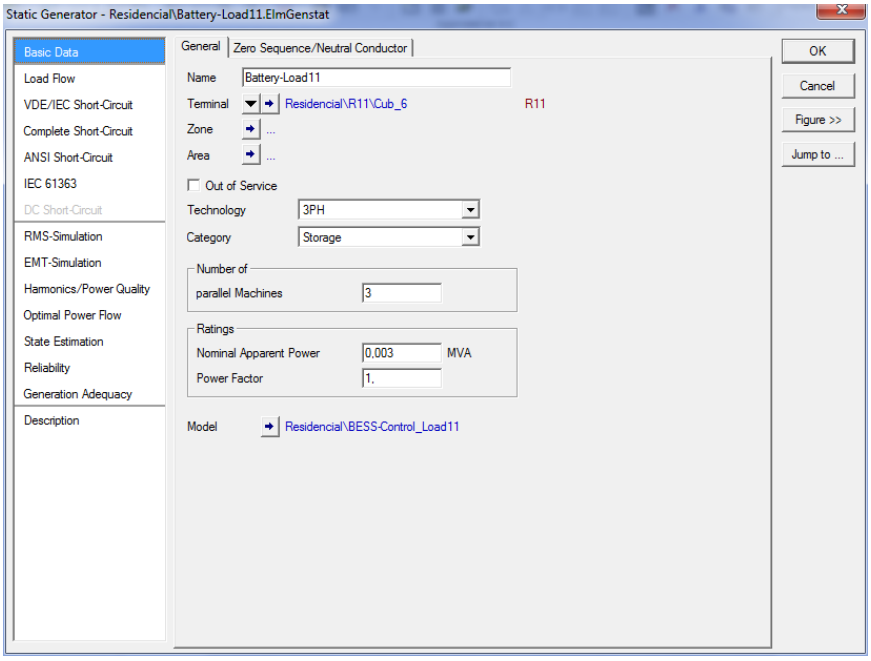


Figura II.15.Configuración sistema de almacenamiento energético en DIgSILENT PowerFactory

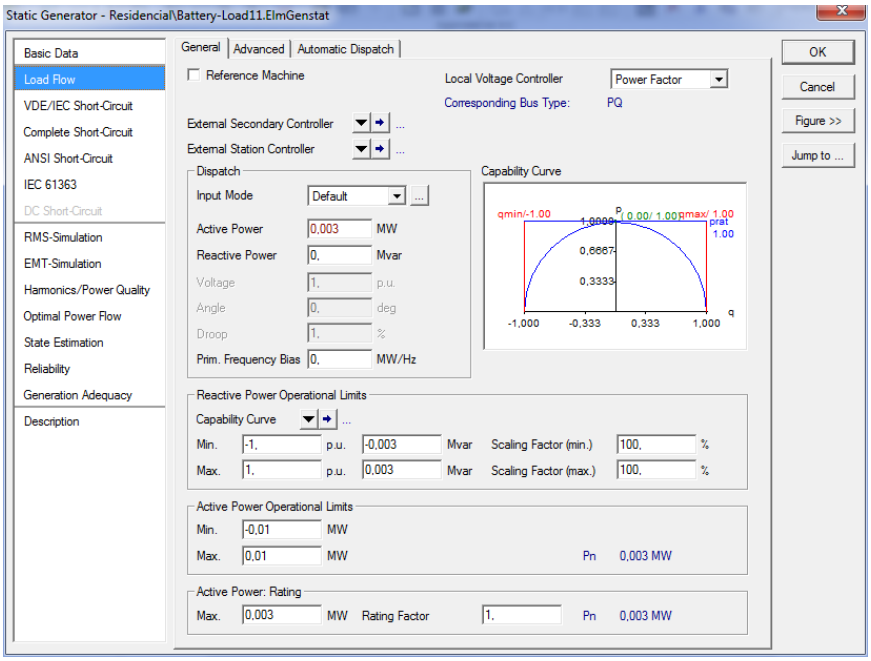


Figura II.16.Configuración flujo de carga de la batería

Para implementar las curvas de carga/descarga mencionadas en cada simulación, es necesario incluir en el apartado de potencia activa una función variable en el tiempo que represente la evolución del estado de la batería durante un día completo. En la Figura II.17, se muestra una captura de la función que representa la curva tipo para una batería

de 3kW según uno de los escenarios simulados. La parte positiva de la función, representa las franjas en las que la batería está inyectando energía a la red; la parte negativa, representa los momentos en los que la batería acumula energía (de la red o del excedente FV).

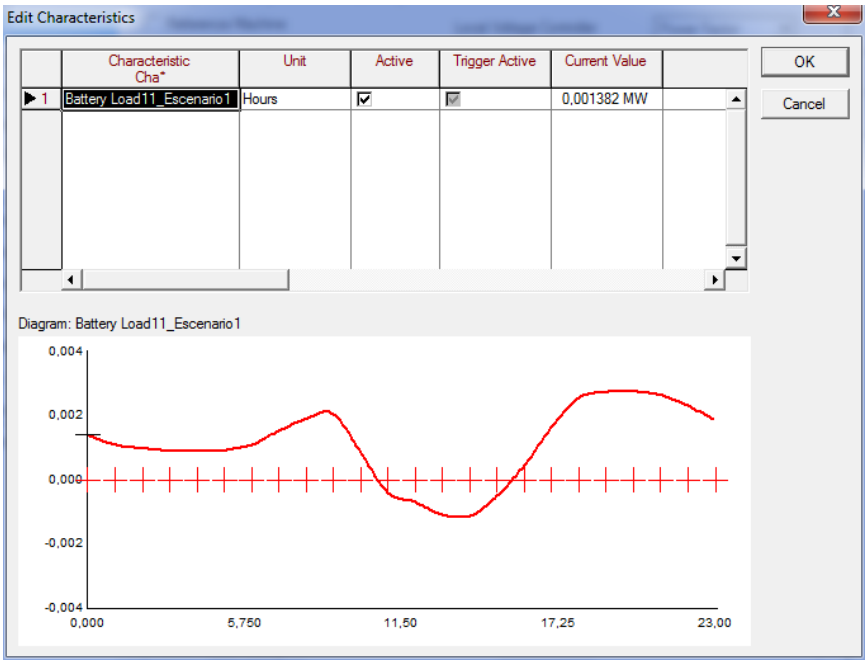


Figura II.17.Implementación de la curva tipo de carga/descarga de la batería

10.ESTRATEGIAS DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO

Como se ha mencionado anteriormente, el objetivo principal de este estudio es analizar las variaciones que sufre una red de distribución en BT cuando existen varios nudos de la misma en los que los consumidores han implantado instalaciones de generación fotovoltaica con almacenamiento en baterías.

Dichas variaciones estarán directamente relacionadas con la explotación que el usuario realice sobre su instalación de autoconsumo, es decir, los parámetros de la red sufrirán distintas variaciones si se prioriza la energía autoconsumida o si se prioriza el ahorro económico en la energía que es consumida de la red de distribución.

En la Figura II.18, se representa el perfil de un autoconsumidor con batería y sin ella. En la instalación con batería se está priorizando la energía autoconsumida, considerando que no es necesario extraer energía de la red de BT.

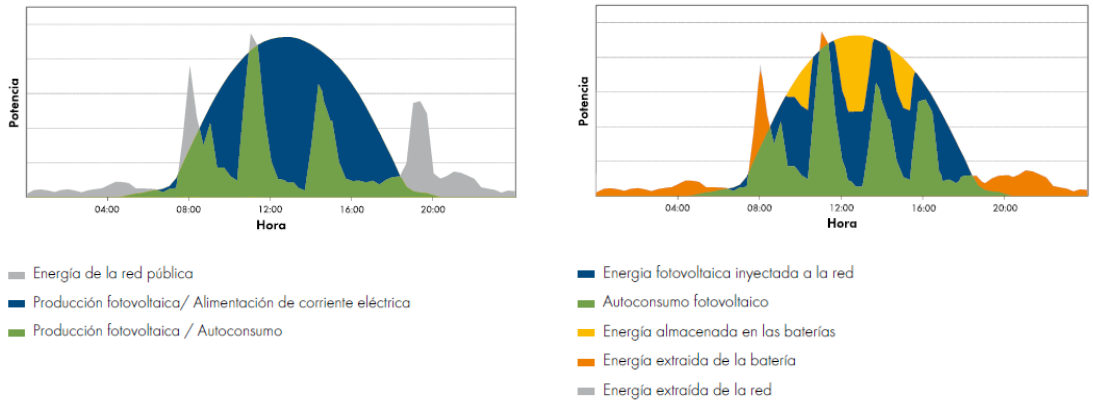


Figura II.18. Perfil instalación de autoconsumo sin y con almacenamiento. Fuente: SMA

A continuación, se resumen los escenarios que serán simulados en DIgSILENT PowerFactory, obteniendo en cada situación la curva de carga/descarga de las baterías[3]:

[3] La curva de carga/descarga tiene signo positivo cuando está inyectando energía y signo negativo cuando está acumulando energía.

Estrategia 1

El usuario busca maximizar el autoconsumo y no tiene en cuenta la variación horaria del precio de la energía (PVPC). Para obtener la curva de carga/descarga de la batería, se distingue entre dos operaciones según la producción PV y la demanda de la carga:

- PV > Load: la demanda se cubre directamente con la producción PV y el excedente se almacena en la batería:

$$Batería = Load - PV$$

- PV < Load: la producción de los paneles no es suficiente para cubrir la demanda, se decide que un % determinado se cubra con la descarga de la batería y el resto se consume de la red:

$$Batería = 0{,}8\,.\,Load - PV$$

Estrategia 2

El usuario prioriza el precio horario de la energía (PVPC), deseando obtener beneficio económico al almacenar la energía en horas valle y vertiendo a la red en horas pico. Para desarrollar la estrategia, se toma como límite de decisión el precio medio diario.

Por todo ello, se distinguen varios escenarios si la producción PV es mayor o menor que la demanda y si el precio está por encima o por debajo del promedio. Además, se tiene en cuenta la capacidad máxima del sistema de almacenamiento como uno de los límites (Cap_{max}):

- PV > Load & P > P_{medio}: la demanda se cubre con la producción de los paneles y el excedente se vierte a la red:

$$Batería = PV - Load$$

- PV > Load & P < P_{medio}: el excedente se almacena.

$$Batería = Load - PV$$

- PV < Load & P < P_{medio}: la demanda se cubre consumiendo de la red y, además, como el precio es bajo, también se carga la batería.

$$Batería = -(Cap_{max} - Load + PV)$$

- PV < Load & P > P_{medio}: la demanda se cubre en parte con la batería y el restante proviene de la red.

$$Batería = Cap_{max} - Load + PV$$

Estrategia 3

El usuario busca maximizar el autoconsumo, pero teniendo en cuenta también el precio de la energía (PVPC). Se divide el perfil diario en 3 franjas según el precio:

- Alto: precio superior al percentil 75 de la curva diaria
- Medio: precio comprendido entre el percentil 75 y el percentil 25
- Bajo: precio inferior al percentil 25

Teniendo en cuenta lo anterior se distinguen varios escenarios a lo largo del día:

- $P<P_{25}$ & PV < Load: la demanda se cubre consumiendo de la red y como el precio está en la franja más barata del día, se decide además cargar la batería.

$$Batería = -(Cap_{max} - Load + PV)$$

- $P>P_{75}$ & PV < Load: la demanda se cubre descargando la batería

$$Batería = Load - PV$$

- $P_{25} < P < P_{75}$ & PV < Load: la demanda se cubre con una descarga parcial de la batería y el resto consumiendo de la red.

$$Batería = Cap_{max} - Load + PV$$

- PV > Load & cualquier precio: siempre que la producción sea mayor que la demanda, el excedente es almacenado en la batería.

$$Batería = Load - PV$$

11.ANÁLISIS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN BT

Con el fin de analizar el rendimiento de la red de distribución con instalaciones de autoconsumo, se han implementado los siguientes sistemas fotovoltaicos y baterías:

- Nudo R11
  - Load11: carga de 15 kVA
  - Sistema fotovoltaico compuesto por paneles solares del modelo ZYTECH Solar ZT150P, de 150Wp cada uno.
  - Sistema de almacenamiento: baterías en paralelo de 3kW de potencia nominal cada una.

- Nudo R15
  - Load15: carga de 52 kVA
  - Sistema fotovoltaico compuesto por paneles solares del modelo JINKO JKM250P-60, de 250Wp cada uno.
  - Sistema de almacenamiento: baterías en paralelo de 3kW de potencia nominal cada una.

- Nudo R18
  - Load18: carga de 47 kVA
  - Sistema fotovoltaico compuesto por paneles solares del modelo Q CELLS QPro G3-250, de 250Wp cada uno.
  - Sistema de almacenamiento: baterías en paralelo de 3kW de potencia nominal cada una.

En la Figura II.19, se muestra una captura de la red de BT simulada, destacando los nudos donde se encuentras las instalaciones de autoconsumo.

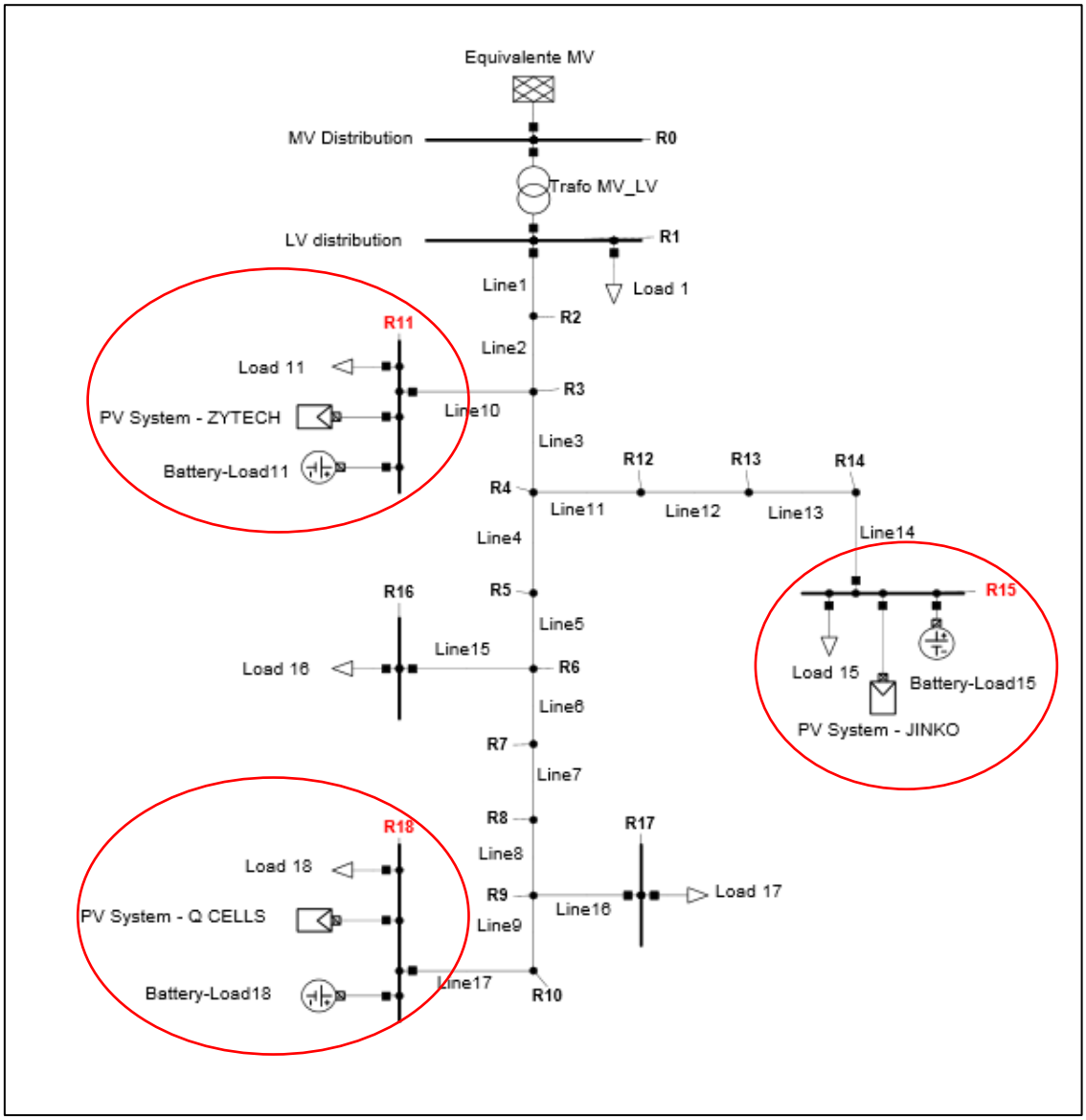


Figura II.19.Red BT con instalaciones de autoconsumo implementada en DIgSILENT PowerFactory

Cabe destacar que los sistemas de almacenamiento se han dimensionado considerando cubrir el punto máximo de consumo según la curva de demanda (al menos en una de las dos épocas estacionales del año opuestas– Verano o Invierno –) y no según la potencia total instalada/contratada por la carga. Debido a que los sistemas de almacenamiento son equipos que representan un alto % de la inversión total necesaria para una instalación de autoconsumo, se ha considerado que aquellos consumidores que han decidido no desconectarse por completo de la red eléctrica y continuar con ésta como respaldo, tendrán la tendencia de no sobredimensionar el nº de baterías necesario para su instalación.

11.1. Simulación 1

La primera simulación se corresponde con la red de distribución situada en Oviedo y la curva de carga tipo de Enero. Además, se ha replicado la simulación para las 3 estrategias anteriormente mencionadas.

A continuación, se analizarán los resultados para distintos puntos de la red:

- ***Nudo R11_Load11***

  Como se puede comprobar en la Figura II.20, los parámetros monitorizados en este nudo son la potencia demandada por la carga, la generada por el sistema FV, la potencia inyectada/almacenada por la batería y la potencia inyectada/consumida de la red.

  Observando la evolución de los gráficos en la Figura II.21, Figura II.22 y Figura II.23, se comprueba que la estrategia que el usuario de una instalación de autoconsumo decida adoptar tendrá repercusión en el modo de operación de la red de distribución.

  En la Figura II.21, el usuario está priorizando maximizar el autoconsumo de la energía generada en el sistema fotovoltaico, sin tener en cuenta el precio horario de la energía (PVPC). En esta situación, la energía que se consume de la red de distribución es reducida (línea verde), siendo nula en la franja de máxima irradiancia solar.

  En cambio, en la Figura II.22 y Figura II.23, el usuario está priorizando variar su comportamiento según la evolución del PVPC, es decir, según el precio decidirá si consumir de la red de distribución o del sistema fotovoltaico. Además, en algún momento del día puede tomar la decisión de cargar la batería con energía procedente de la red y en otros momentos, verter la energía a la red para recibir una retribución económica.

  En estas situaciones, a diferencia de lo que ocurre en la Figura II.21, la evolución de la energía consumida de la red de distribución se caracteriza por una elevada

fluctuación y en algún momento del día alcanza o incluso supera la demanda total de la carga. Por ello, sería necesario tener sobredimensionada la red de distribución para llegar a cubrir esos puntos máximos dentro de la fluctuación.

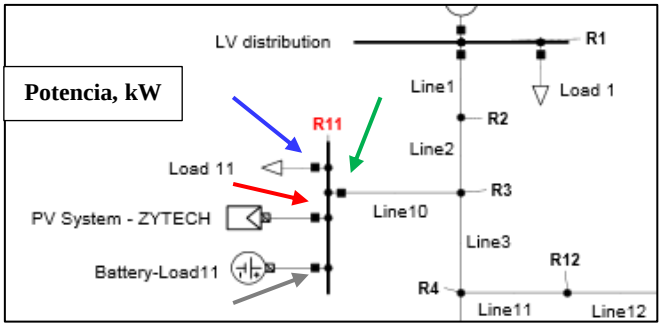


Figura II.20.Localización del nudo R11 en la red modelada

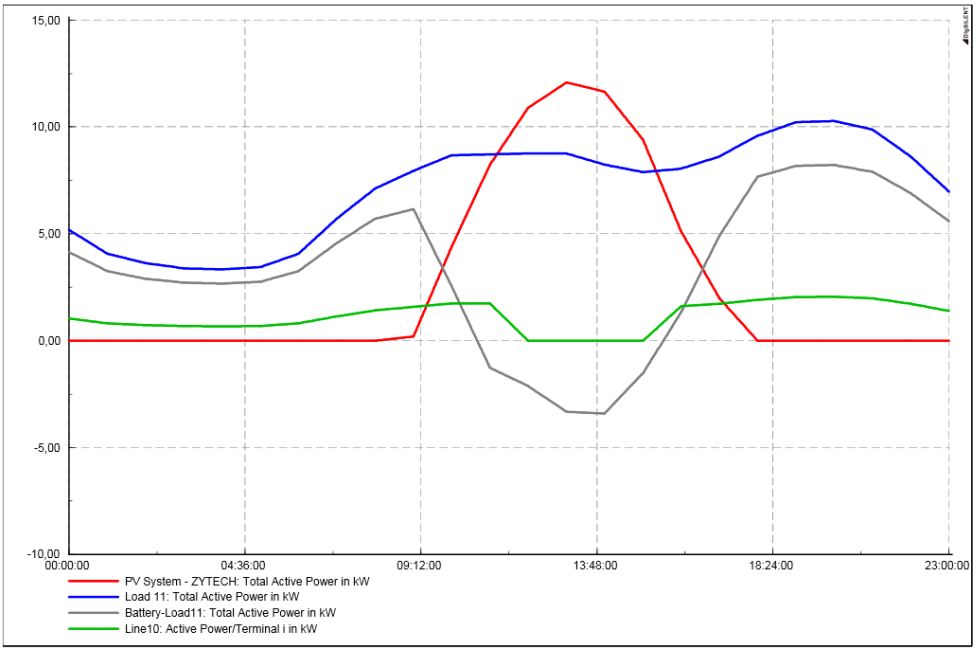


Figura II.21.Instalación nudo R11_Estrategia 1(enero,Oviedo)

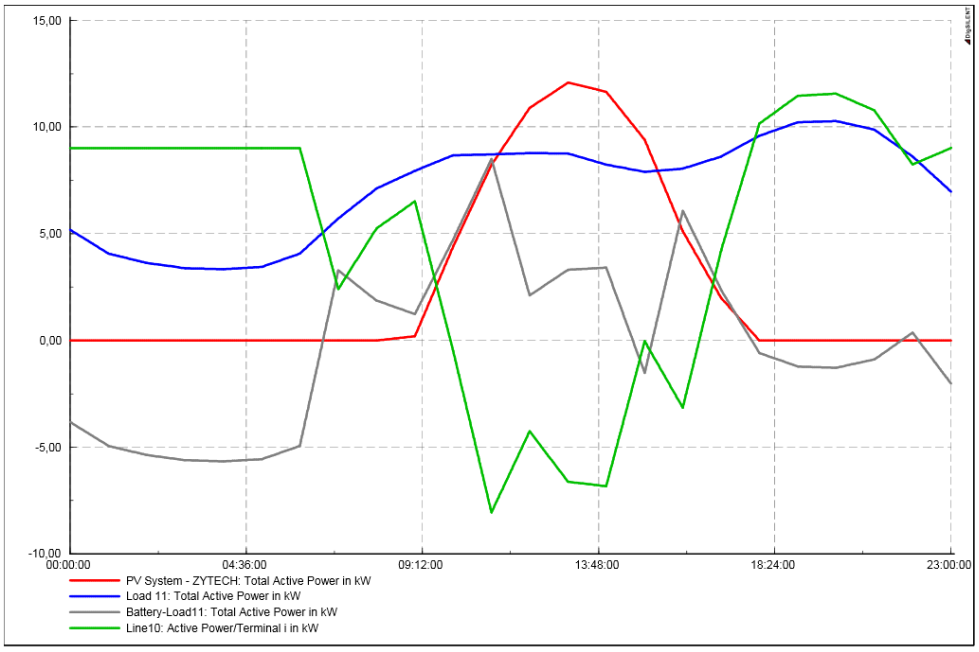


Figura II.22.Instalación nudo R11_Estrategia 2(enero,Oviedo)

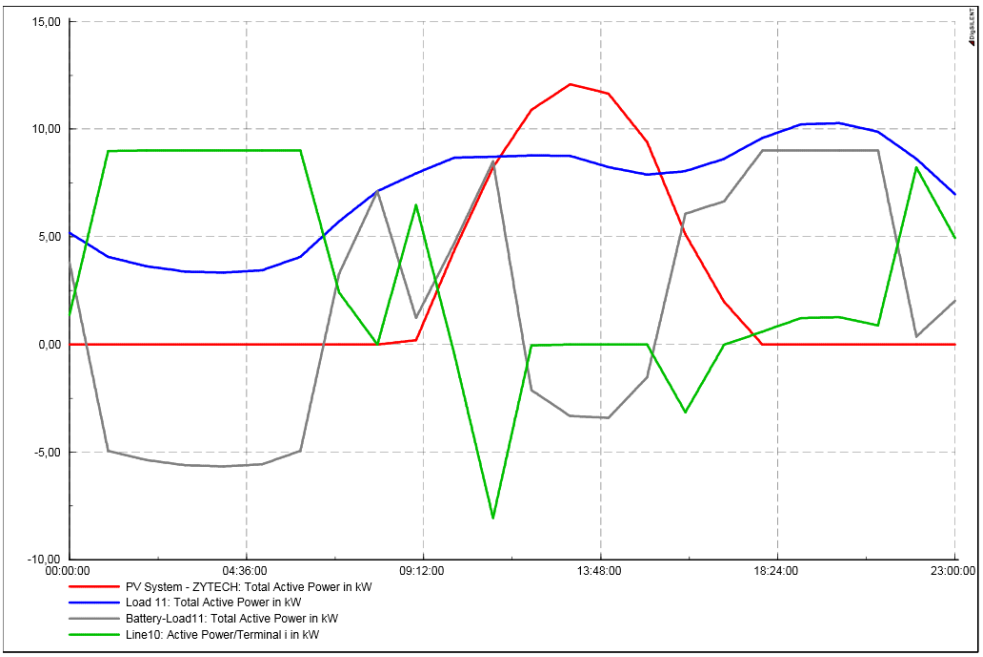


Figura II.23.Instalación nudo R11_Estrategia 3(enero,Oviedo)

- ***Nudo R15_Load15***

  En la Figura II.25, Figura II.26 y Figura II.27, se puede comprobar que la evolución de las curvas (batería, línea red), mantiene el mismo perfil tipo que para las situaciones explicadas anteriormente en el nudo R11. La única diferencia reside en valores más elevados debido a que la potencia de la carga R15 es mayor que la de R11.

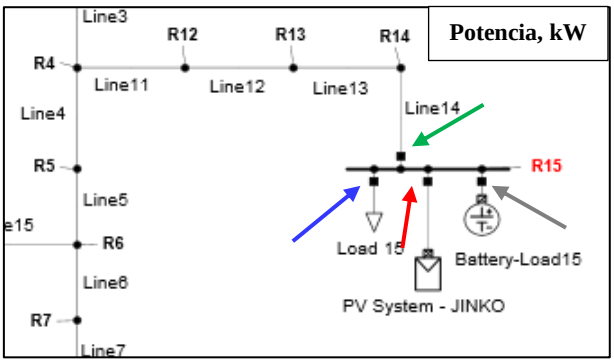


Figura II.24.Localización del nudo R15 en la red modelada

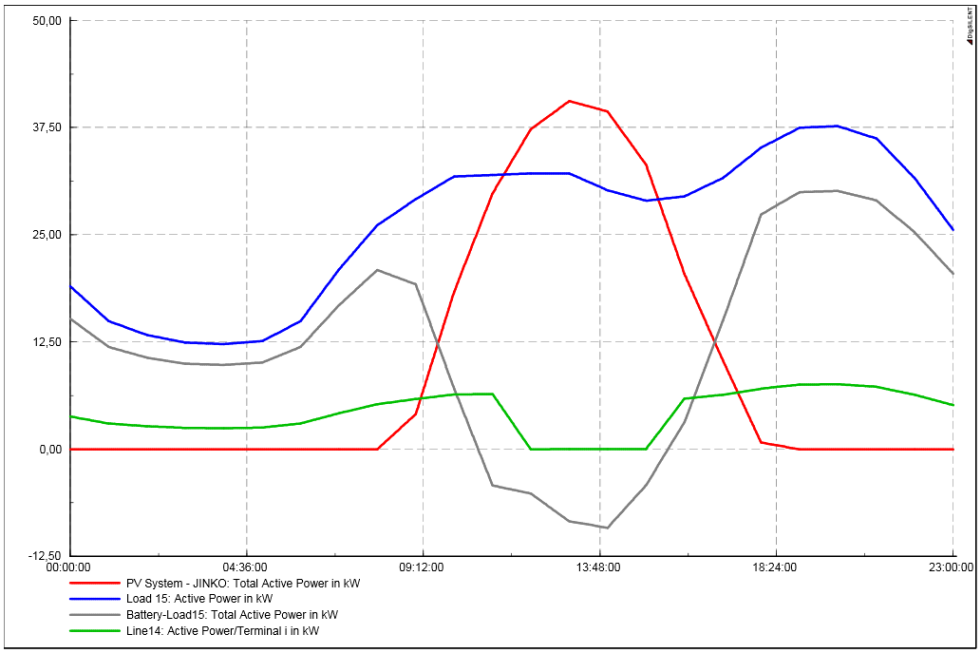


Figura II.25.Instalación nudo R15_Estrategia 1(enero,Oviedo)

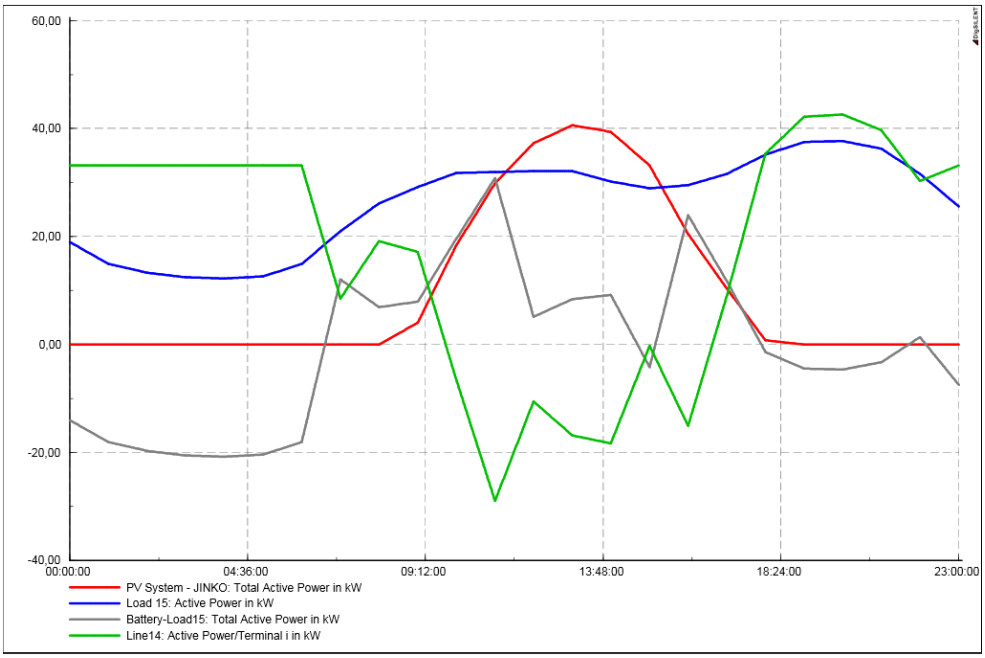


Figura II.26. Instalación nudo R15_Estrategia 2(enero,Oviedo)

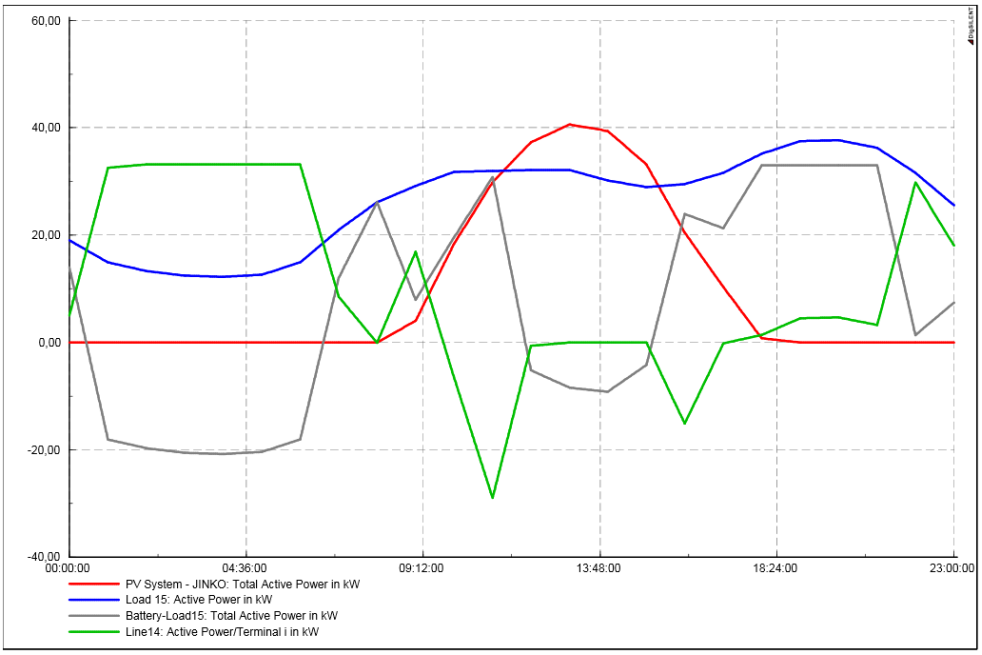


Figura II.27.Instalación nudo R15_Estrategia 3(enero,Oviedo)

- ***Nudo R18_Load18***

  En la Figura II.29, Figura II.30 y Figura II.31, se puede comprobar que la evolución de las curvas (batería, línea red), mantiene el mismo perfil tipo que para las situaciones explicadas anteriormente en el nudo R11. La única diferencia reside en valores más elevados debido a que la potencia de la carga R18 es mayor que la de R11.

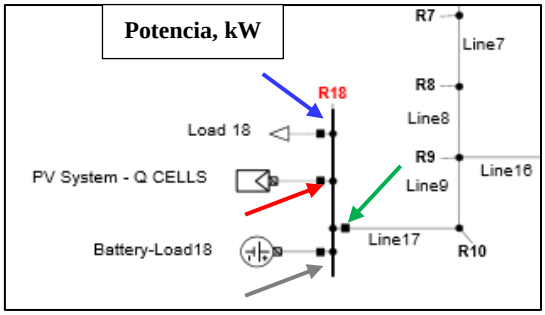


Figura II.28.Localización nudo R18 en la red modelada

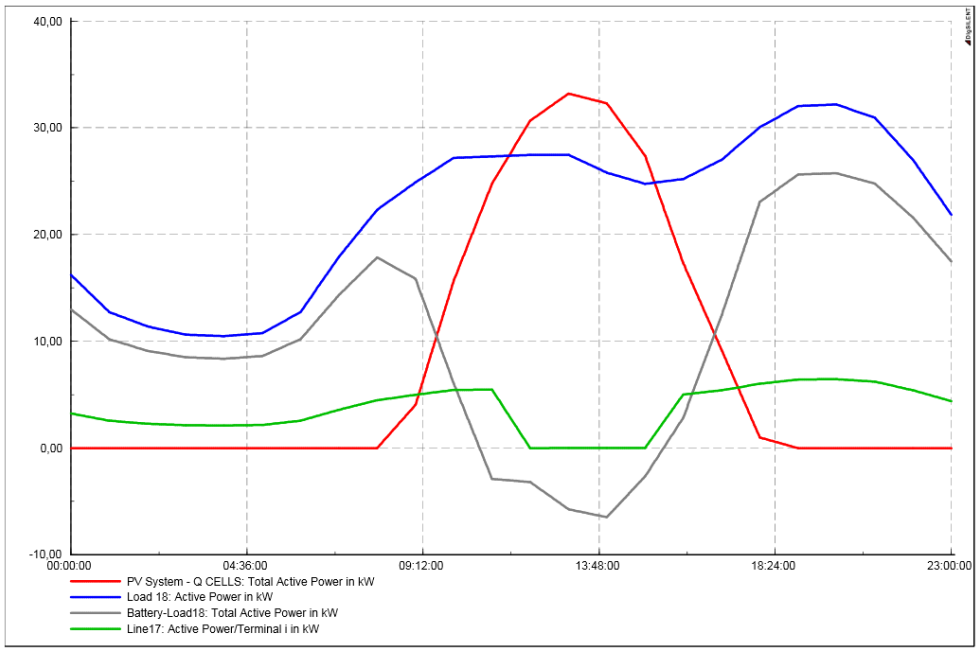


Figura II.29.Instalación nudo R18_Estrategia1(enero,Oviedo)

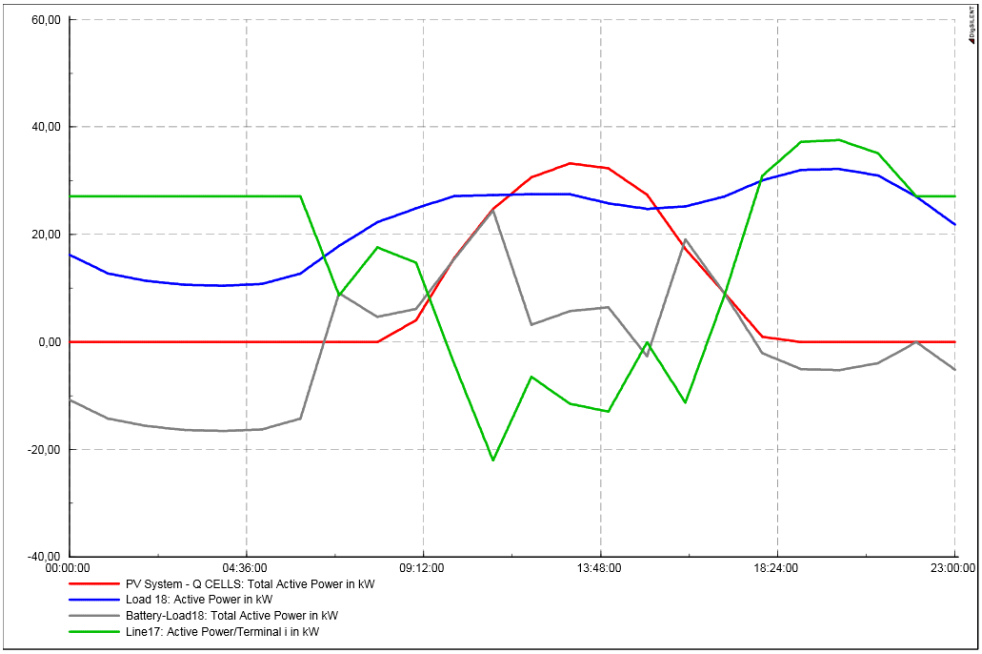


Figura II.30.Instalación nudo R18_Estrategia2(enero,Oviedo)

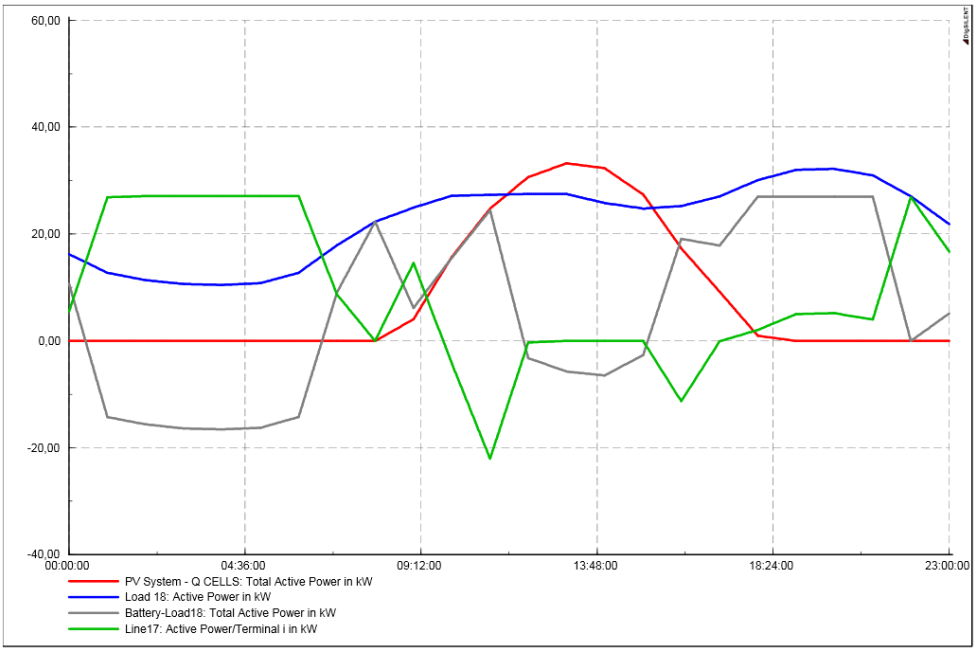


Figura II.31.Instalación nudo R18_Estrategia3(enero,Oviedo)

- ***Variación de tensión en los nudos de la red***

Analizando el nivel de tensión en los nudos de la red de distribución, en la Figura II.33 que representa la situación en la que el usuario está maximizando el autoconsumo y no tiene intención de verter energía a la red, los nudos en los que están instalados los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento (R11 – azul , R15 – marrón y R18 – rojo) presentan un nivel de tensión ligeramente superior a los nudos sin estas instalaciones; no obstante, el perfil tipo es igual en todos los nudos y no existen fluctuaciones.

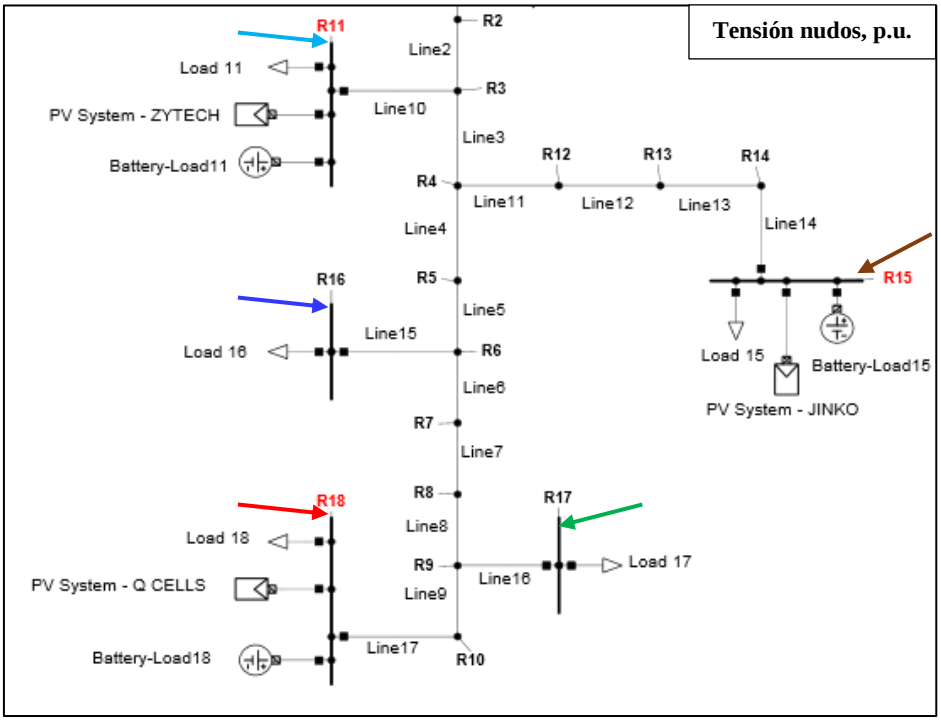


Figura II.32.Localización nudos monitorizados en la red modelada

En cambio, en la Figura II.34 y Figura II.35, donde se tiene en cuenta el PVPC y el usuario decide verter energía en algún momento del día, los nudos R11, R15 y R18 presentan cierta fluctuación, elevando el nivel de tensión bruscamente en alguna franja diaria e induciendo incluso una ligera fluctuación en los otros nodos sin instalaciones de autoconsumo.

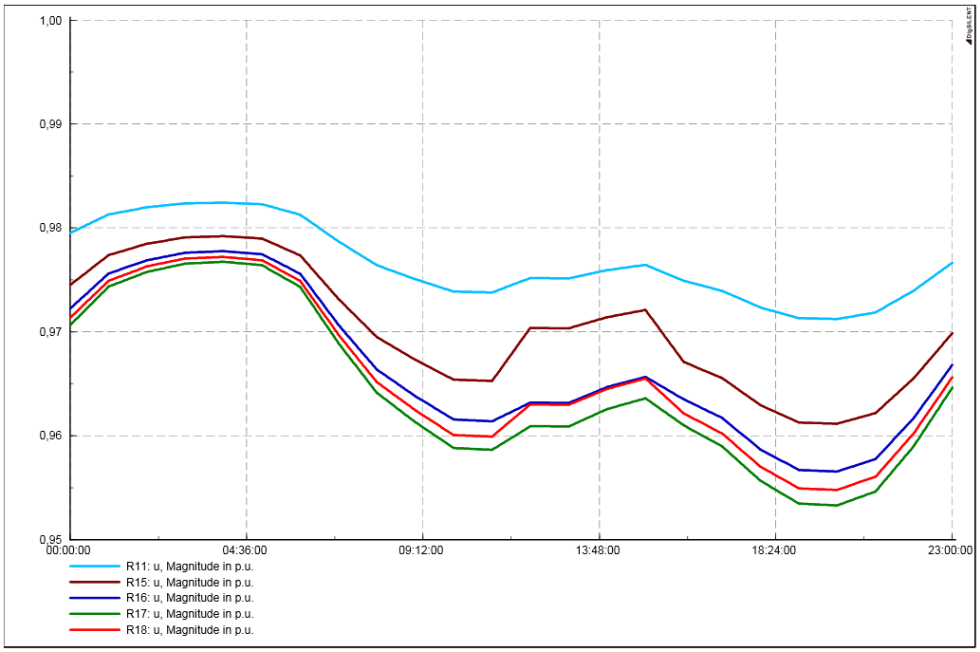


Figura II.33.Nudos red BT_Estrategia1(enero,Oviedo)

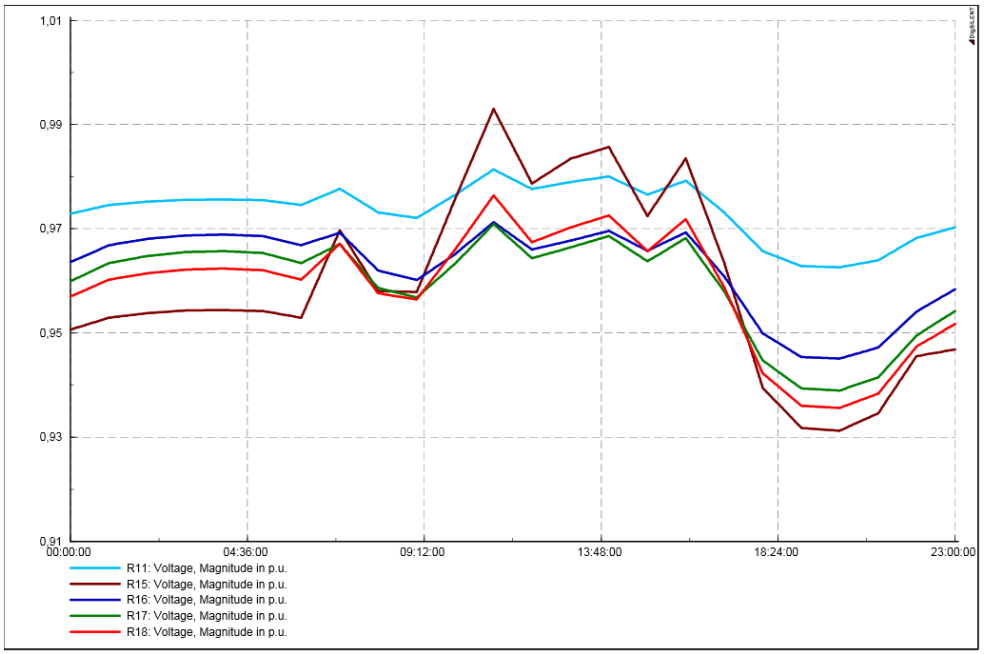


Figura II.34.Nudos red BT_Estrategia2(enero,Oviedo)

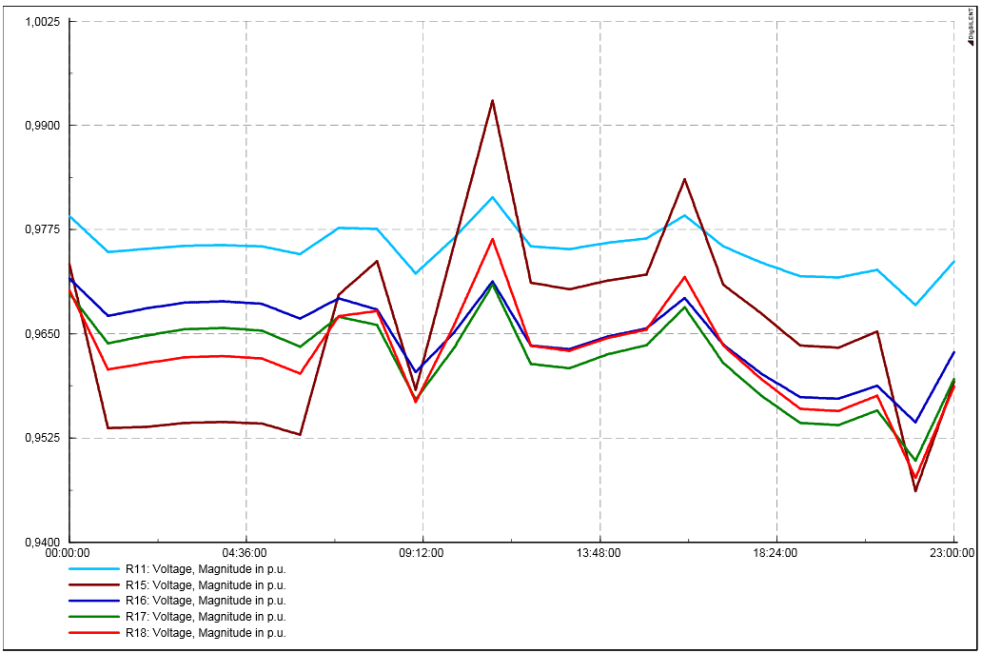


Figura II.35.Nudos red BT_Estrategia3(enero,Oviedo)

- ***Porcentaje de carga de las líneas de la red de distribución***

Desde el punto de vista del estado de carga de las líneas en la red de distribución en BT, en la Figura II.37, se puede comprobar que las líneas que conducen hacia nudos con instalaciones de autoconsumo presentan menor porcentaje de carga durante todo el día.

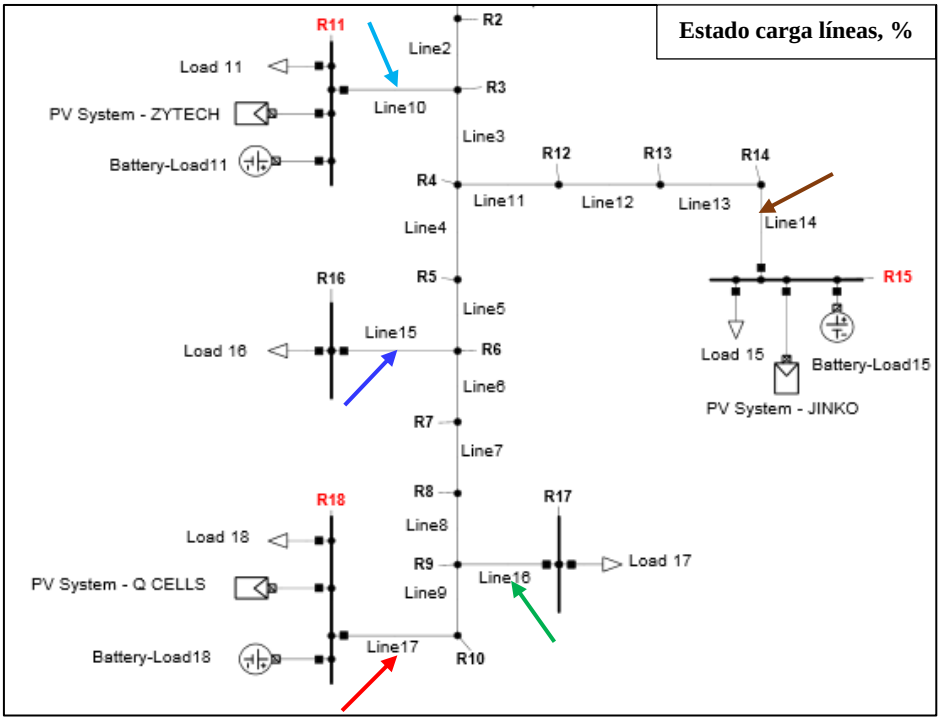


Figura II.36.Localización líneas de la red monitorizadas

En cambio, en la Figura II.38 y Figura II.39, donde el usuario de las instalaciones de autoconsumo está actuando como generador en alguna franja del día, la situación se invierte y el estado de carga de las líneas conducentes a esas instalaciones se incrementa notablemente respecto de la situación de la Figura II.37.

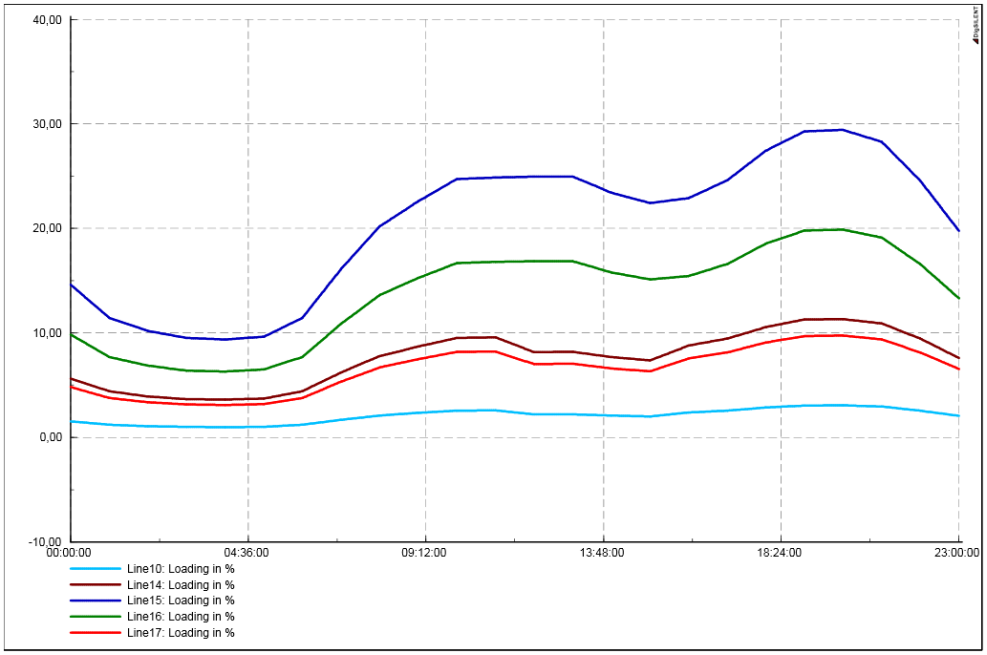


Figura II.37.Carga líneas red BT_Estrategia 1(enero,Oviedo)

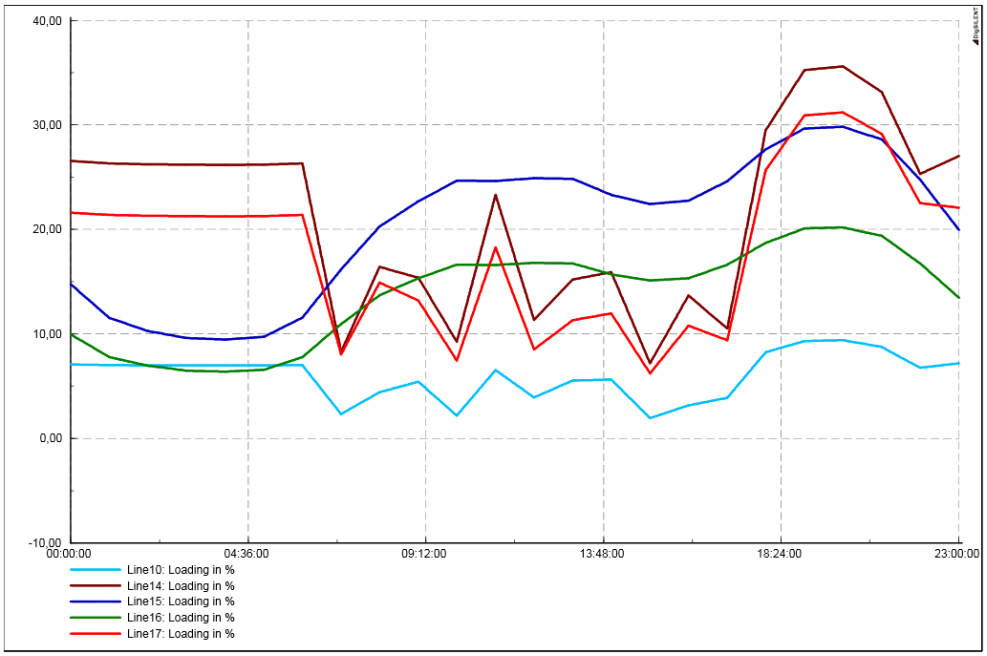


Figura II.38.Carga líneas red BT_Estrategia 2(enero,Oviedo)

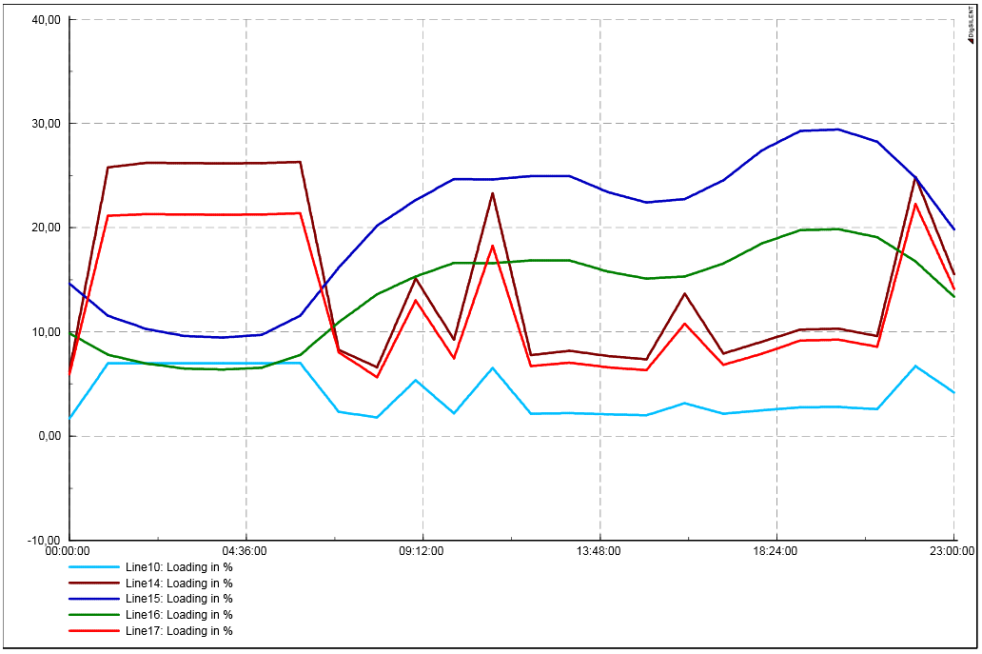


Figura II.39.Carga líneas red BT_Estrategia 3(enero,Oviedo)

- ***Potencia total intercambiada con red MT***

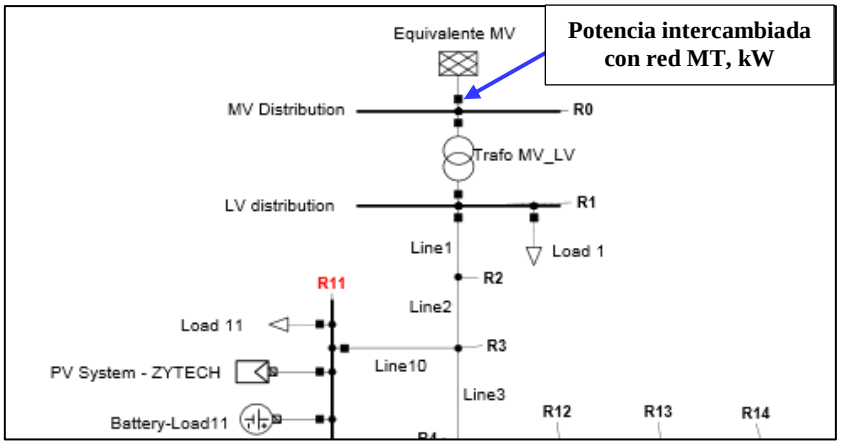


Figura II.40.Localización red externa MT

Analizando la potencia intercambiada con la red de MT, en la Figura II.41 se puede comprobar que la curva diaria engloba valores entre un mínimo aproximado de 220 kW y un máximo de 270 kW. Sin embargo, en la Figura II.42 y Figura II.43 donde el usuario ha aportado o consumido energía de la red según la variación del PVPC, los rangos de mínimo y máximo se engloban entre 190 – 350 kW y 185 – 310 kW.

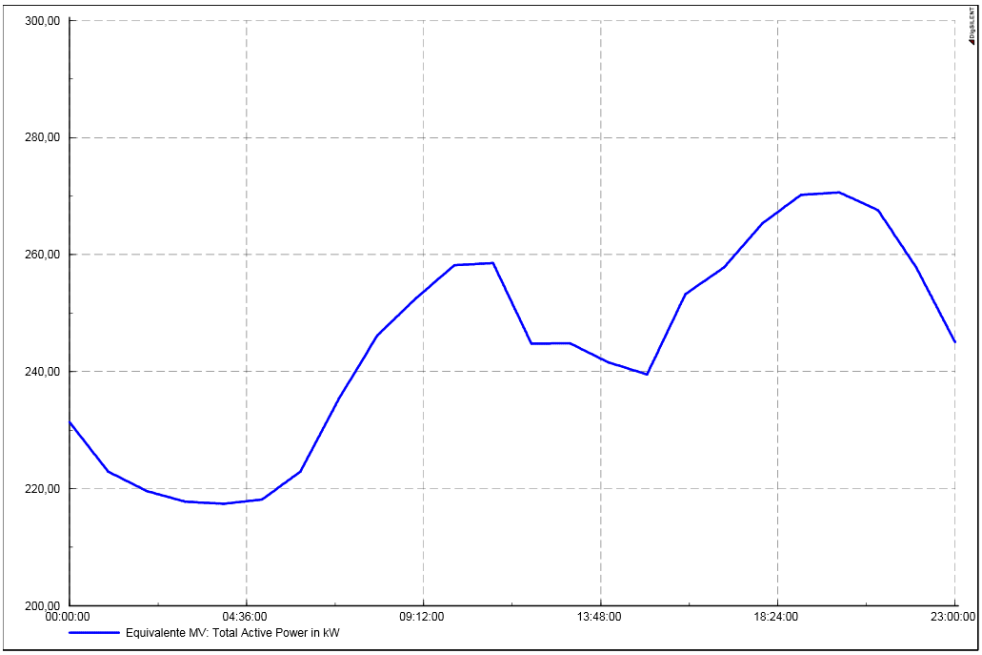


Figura II.41.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 1(enero,Oviedo)

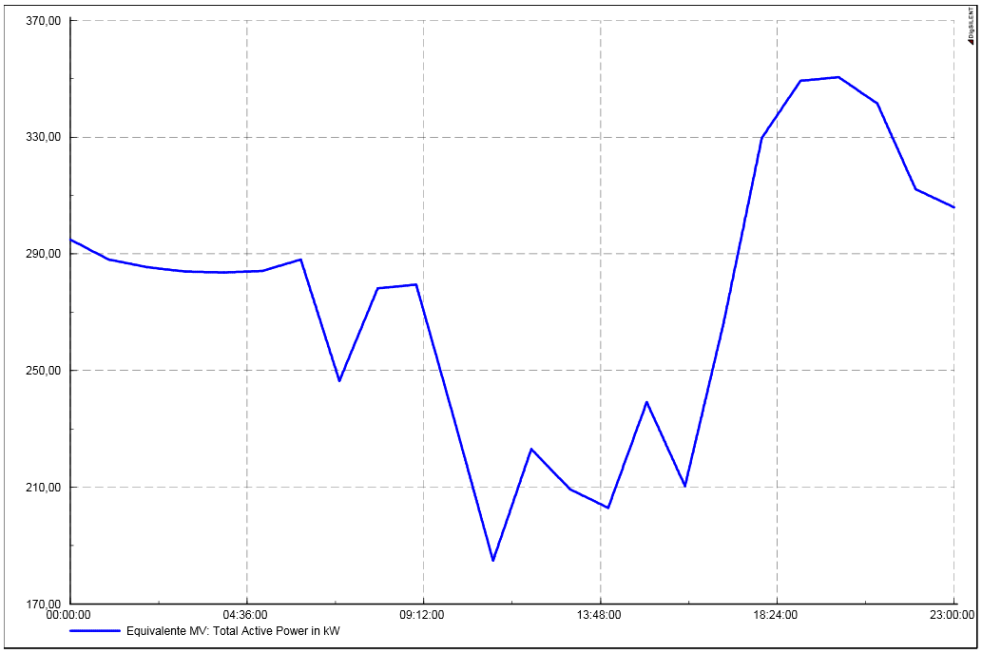


Figura II.42.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 2(enero,Oviedo)

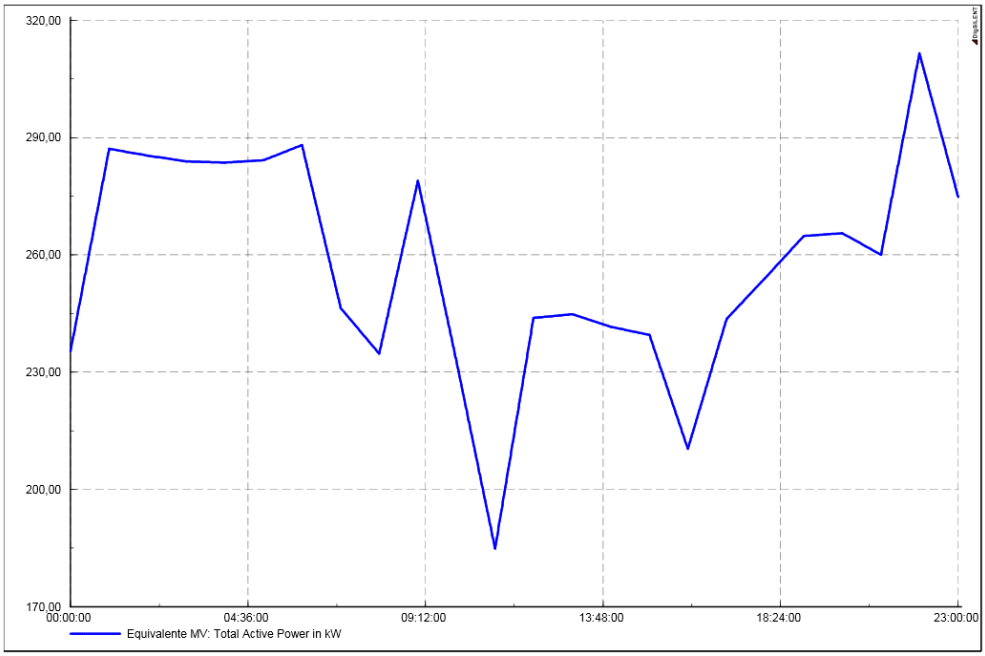


Figura II.43.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 3(enero,Oviedo)

- ***Variación estado de carga del transformador***

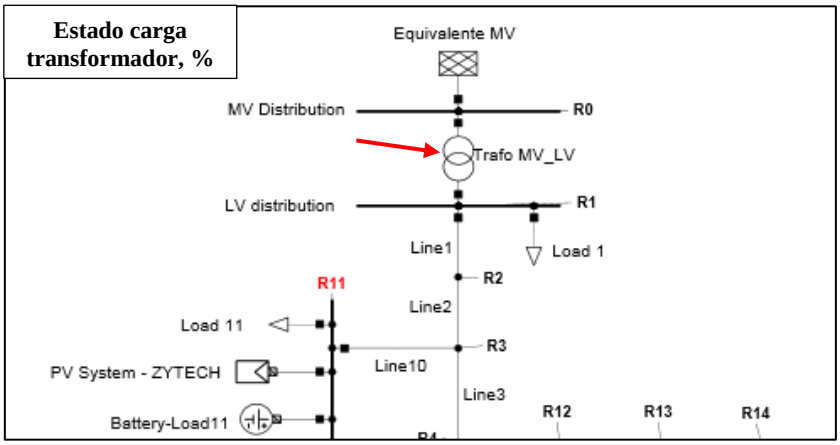


Figura II.44.Localizacion del transformador en la red modelada

Analizando el estado de carga en el transformador ubicado entre las redes de MT y BT, en la Figura II.45 se puede comprobar que la curva diaria engloba valores entre un mínimo aproximado de 46% y un máximo inferior a 60%. Sin embargo, en la Figura II.46 y Figura II.47 donde el usuario ha aportado o consumido energía de la red según la variación del PVPC, los rangos de mínimo y máximo se engloban entre 43% – 75% y 43% – 67% kW.

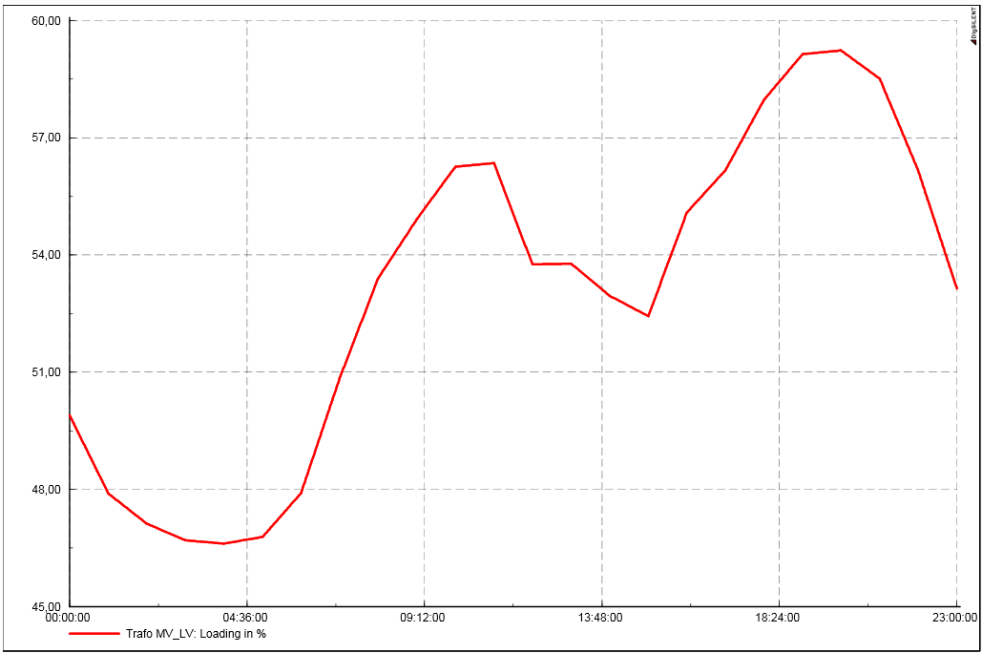


Figura II.45.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia1(enero,Oviedo)

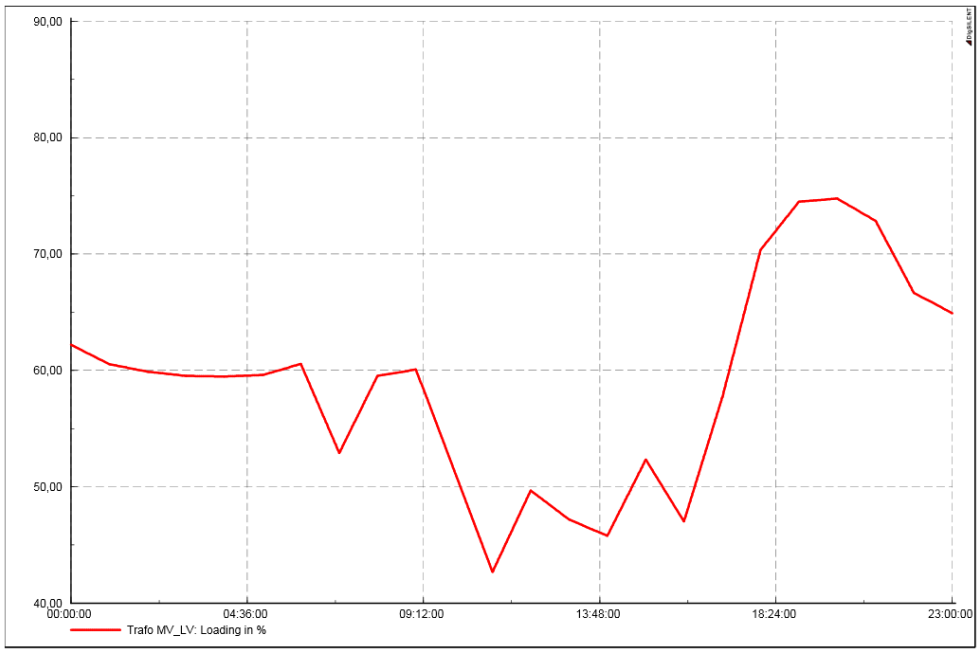


Figura II.46.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia2(enero,Oviedo)

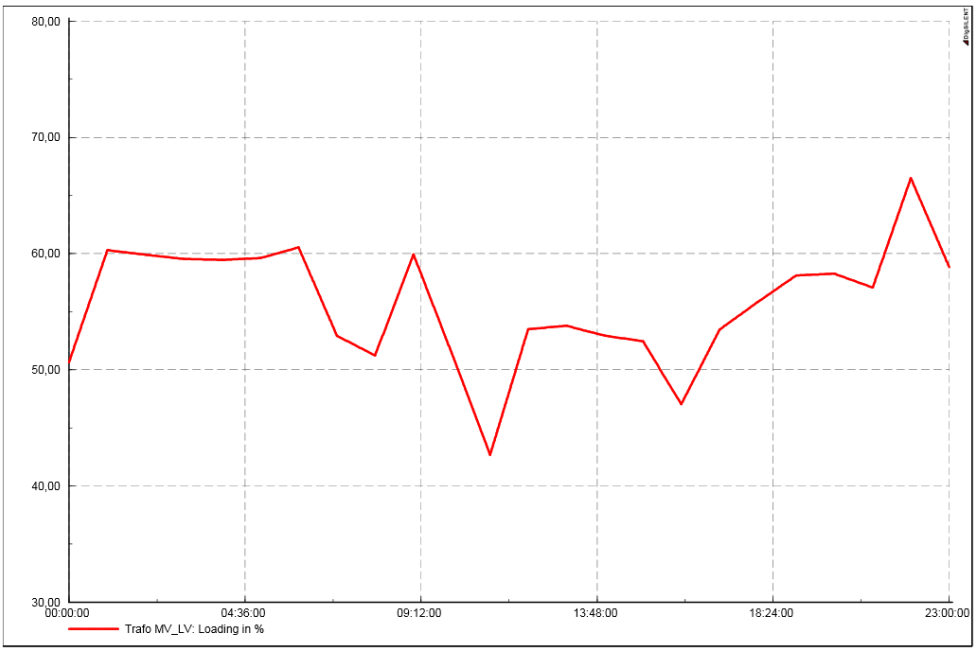


Figura II.47.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia3(enero,Oviedo)

11.2. Simulación 2

La segunda simulación se corresponde con la red de distribución situada en Sevilla y la curva de carga tipo de Enero. Además, se ha replicado la simulación para las 3 estrategias anteriormente mencionadas.

A continuación, se analizarán los resultados para distintos puntos de la red: observando los resultados de la simulación 2 se comprueba que los comentarios aportados en los resultados de la simulación 1 continúan siendo válidos; las tendencias y fluctuaciones en cada apartado se mantienen con la única diferencia de algunos valores más incrementados por una mayor generación fotovoltaica (mayor irradiancia solar).

- ***Nudo R11_Load11***

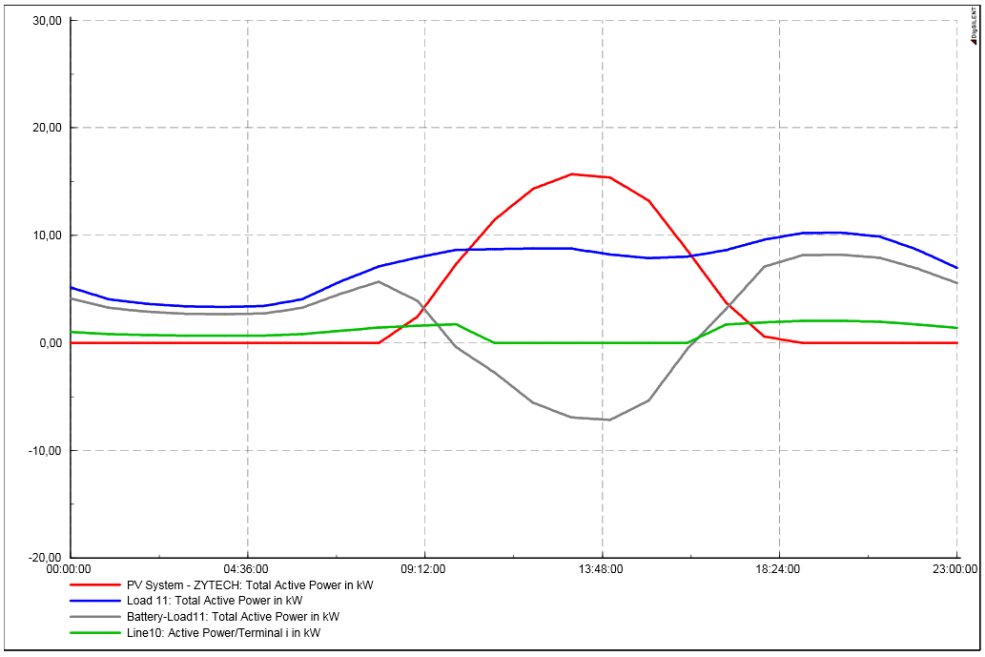


Figura II.48.Instalación nudo R11_Estrategia 1(enero,Sevilla)

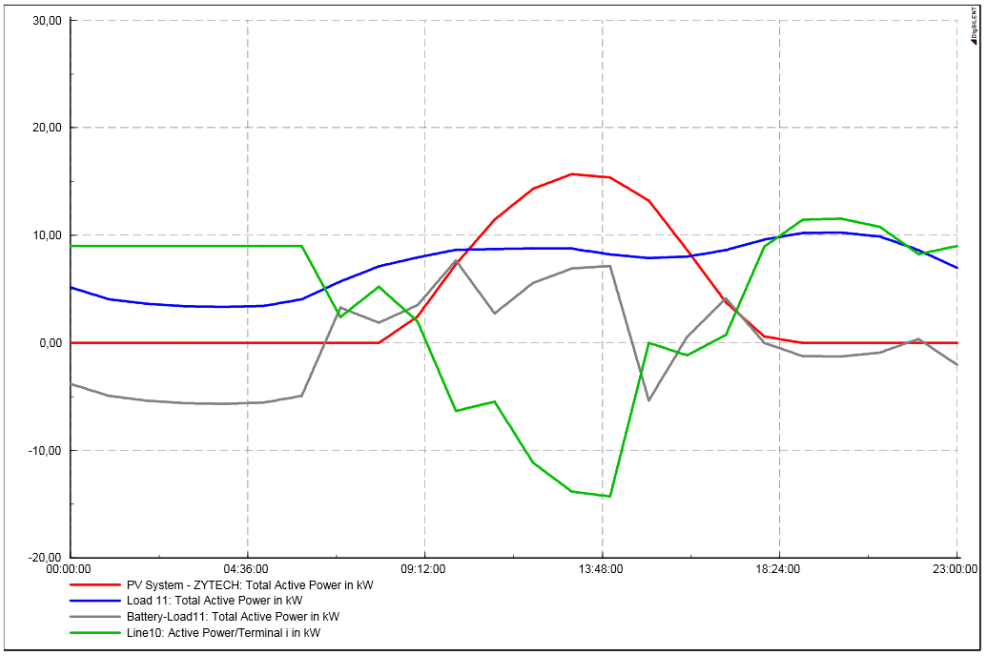


Figura II.49.Instalación nudo R11_Estrategia 2(enero,Sevilla)

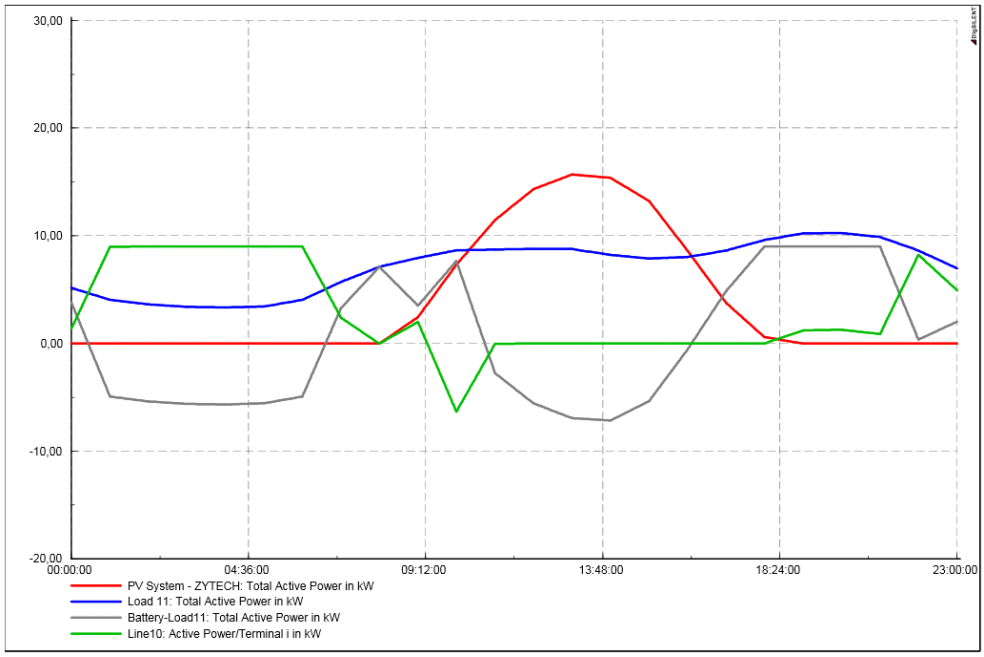


Figura II.50.Instalación nudo R11_Estrategia 3(enero,Sevilla)

- ***Nudo R15_Load15***

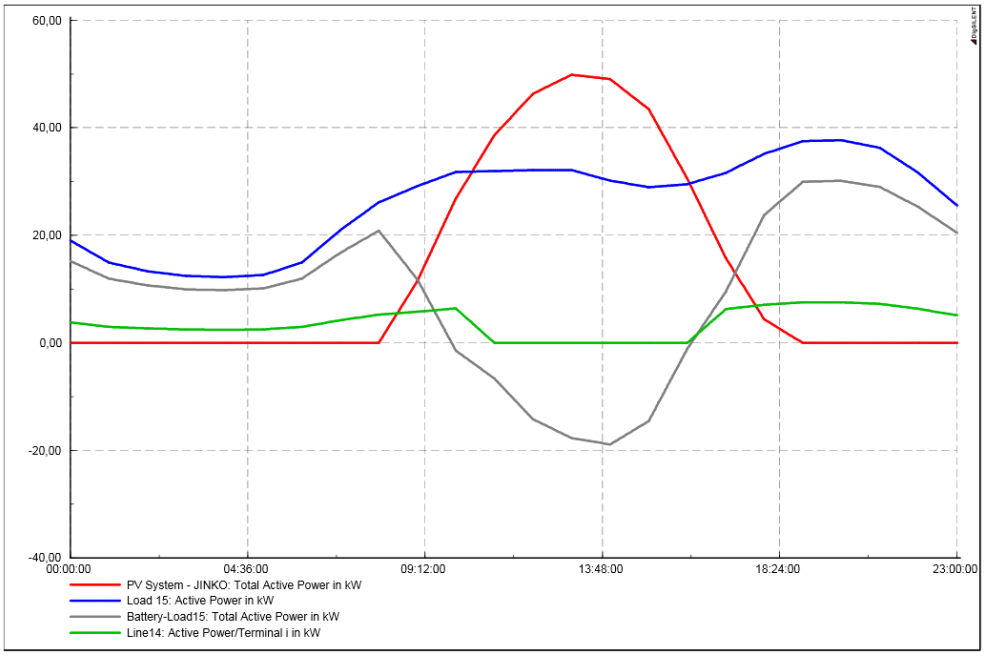


Figura II.51.Instalación nudoR15_Estrategia 1(enero,Sevilla)

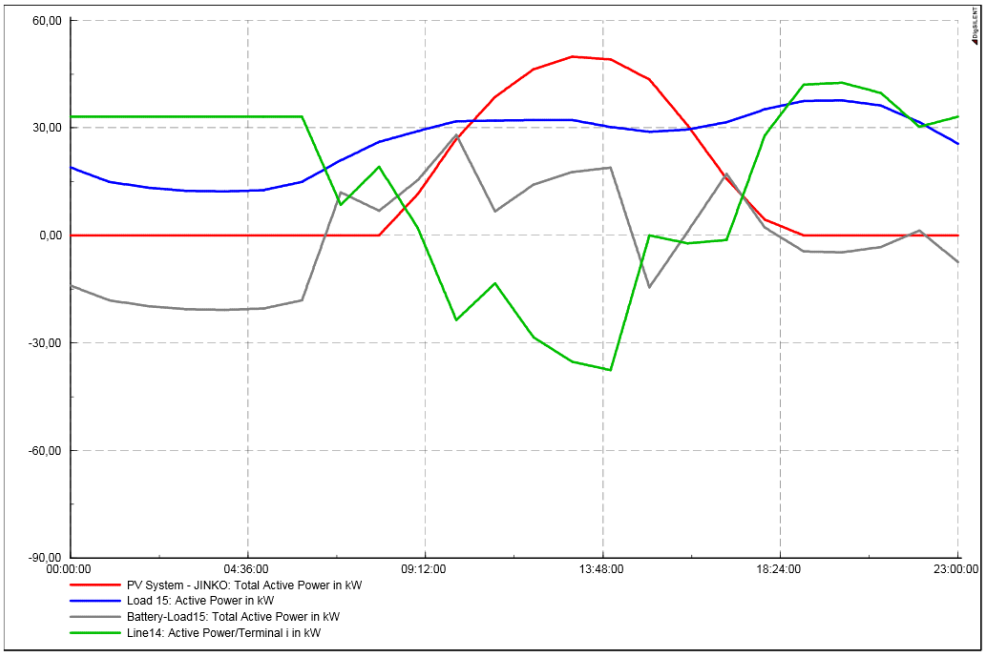


Figura II.52.Instalación nudoR15_Estrategia 2(enero,Sevilla)

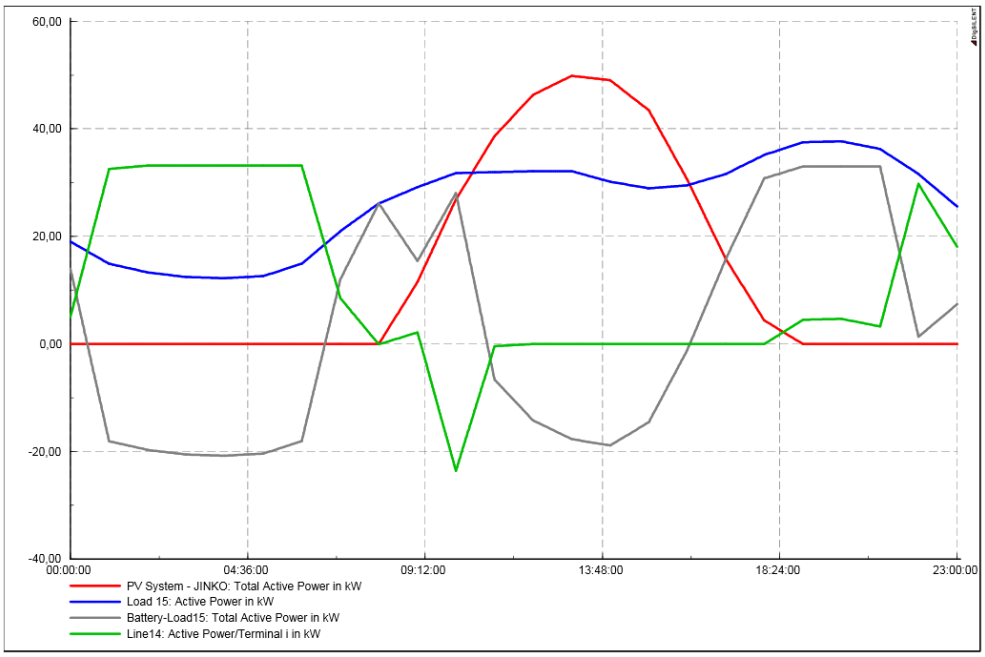


Figura II.53.Instalación nudoR15_Estrategia 3(enero,Sevilla)

- ***Nudo R18_Load18***

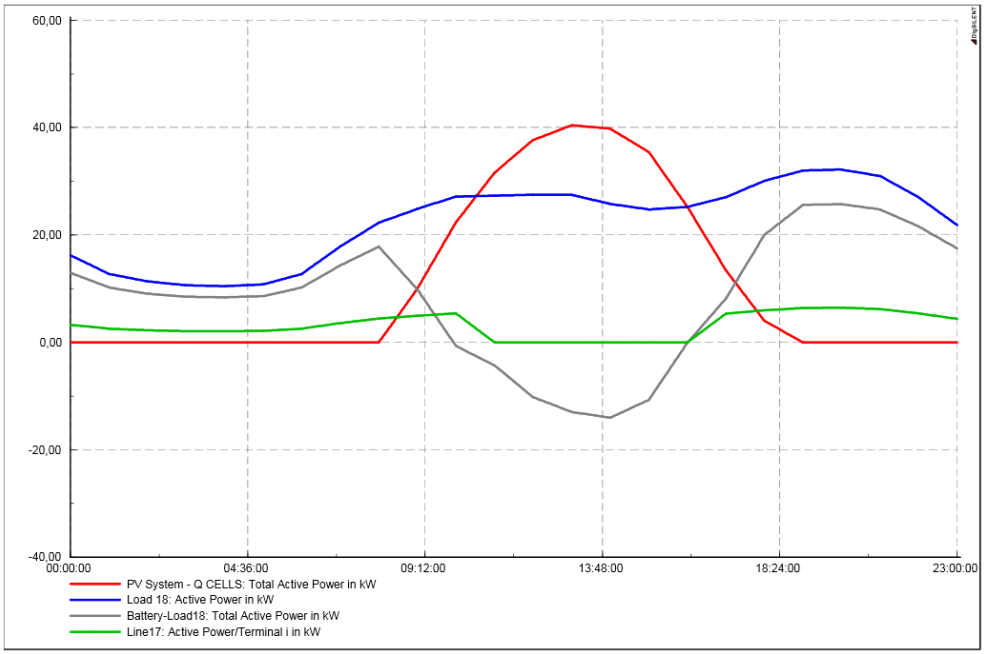


Figura II.54.Instalación nudoR18_Estrategia 1(enero,Sevilla)

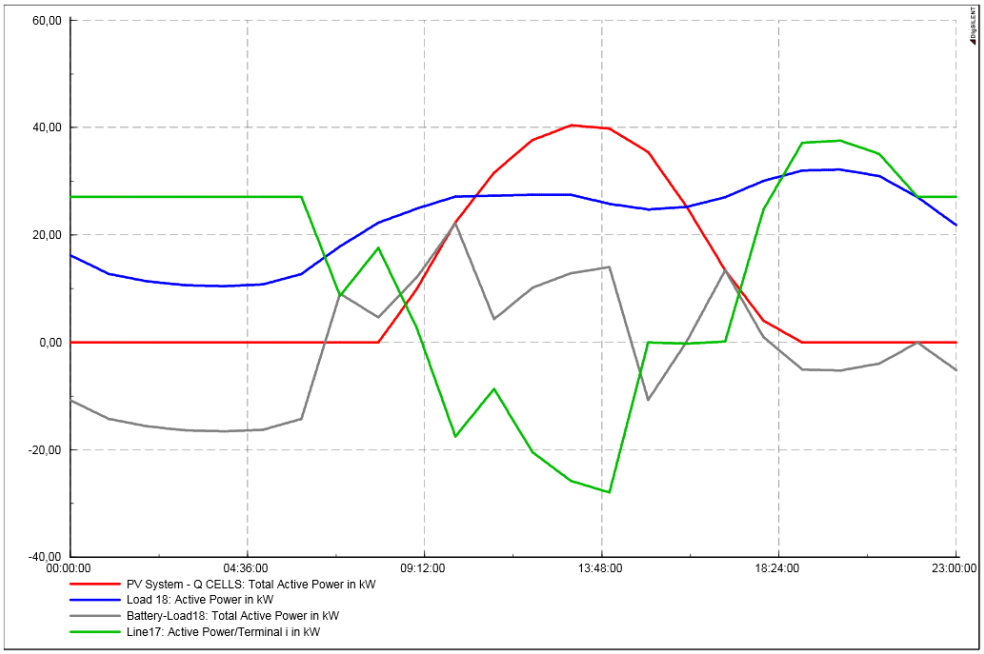


Figura II.55.Instalación nudoR18_Estrategia 2(enero,Sevilla)

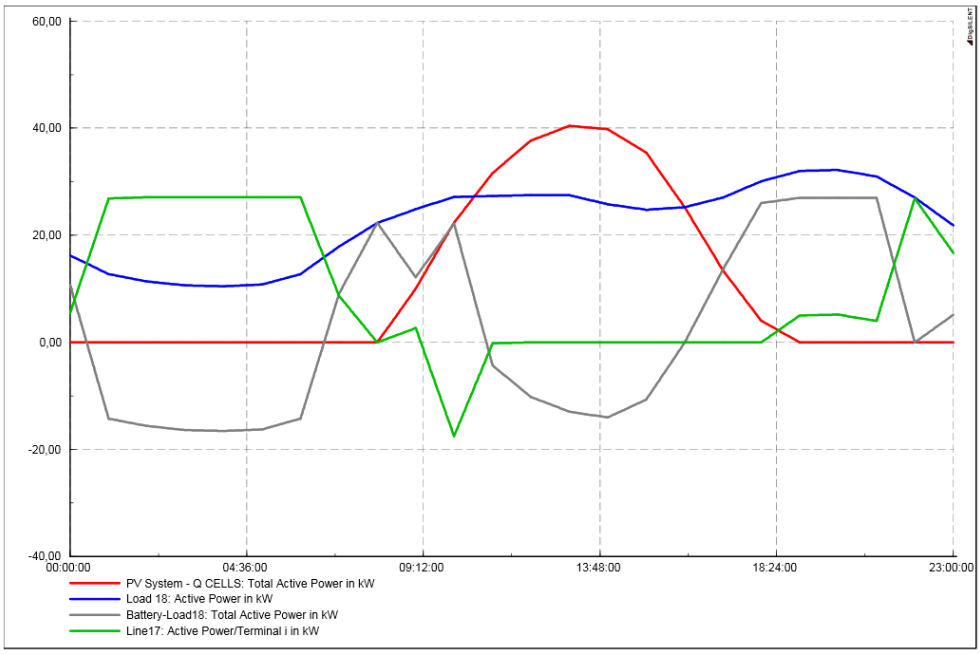


Figura II.56.Instalación nudoR18_Estrategia 3(enero,Sevilla)

- ***Variación de tensión en los nudos de la red***

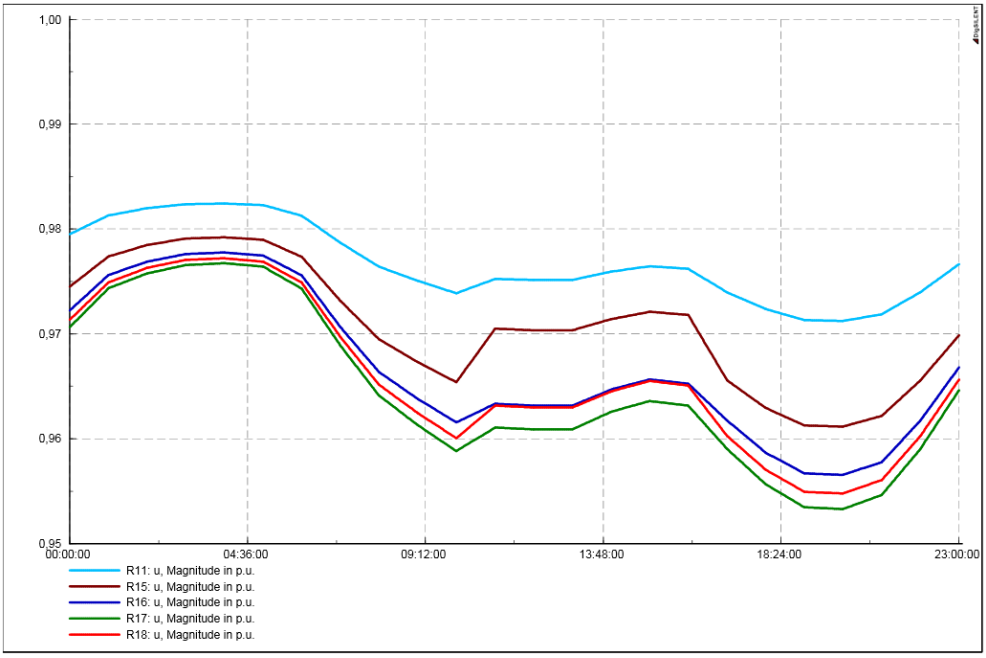


Figura II.57.Nudos red BT_Estrategia 1(enero,Sevilla)

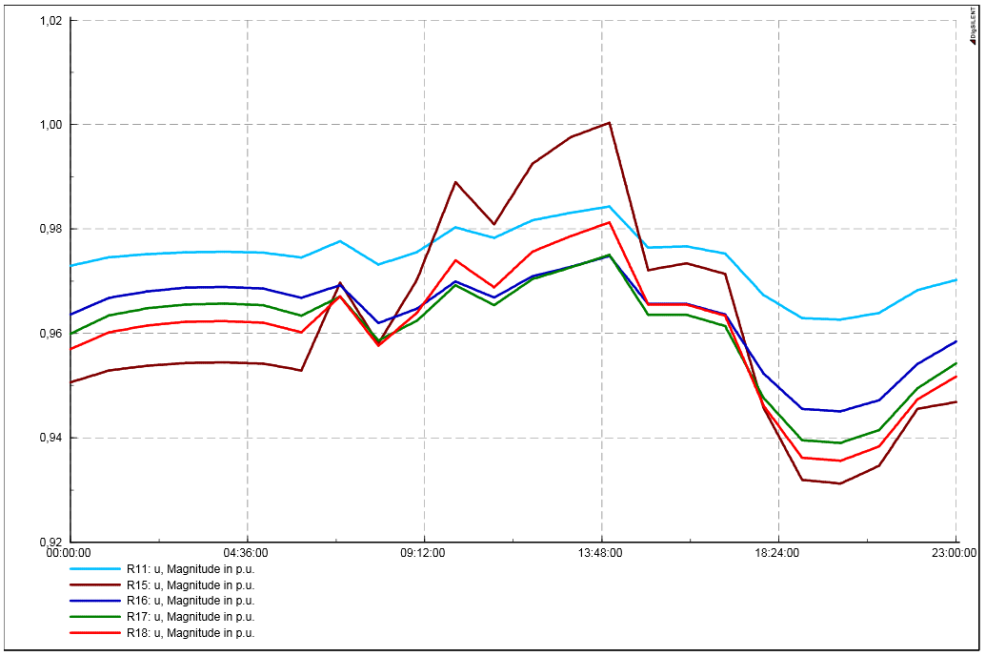


Figura II.58.Nudos red BT_Estrategia 2(enero,Sevilla)

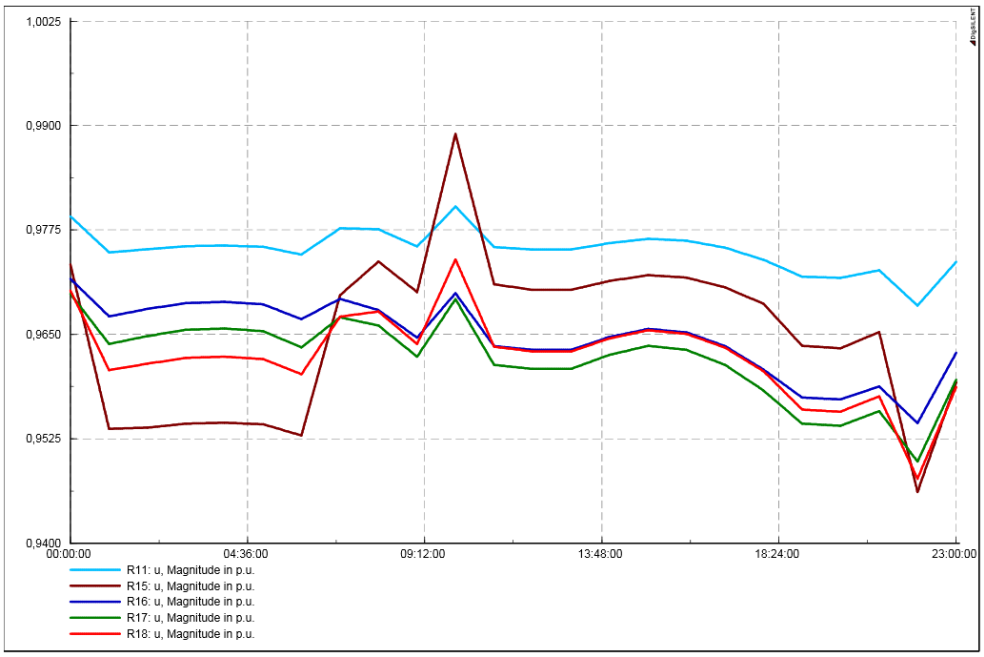


Figura II.59.Nudos red BT_Estrategia 3(enero,Sevilla)

- ***Porcentaje de carga de las líneas de la red de distribución***

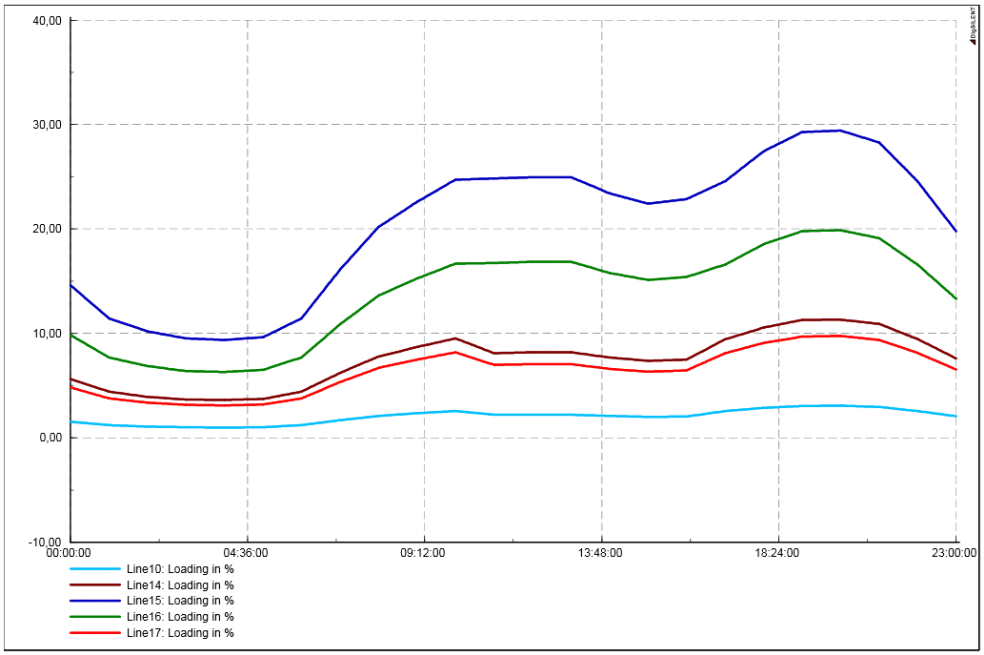


Figura II.60.Carga líneas red BT_Estrategia 1(enero,Sevilla)

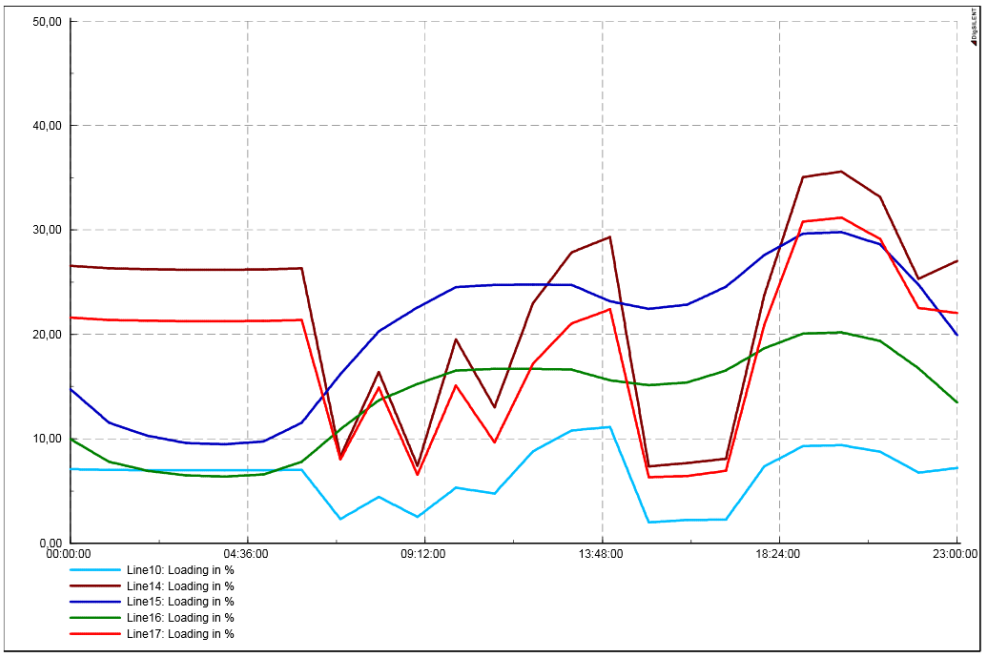


Figura II.61.Carga líneas red BT_Estrategia 2(enero,Sevilla)

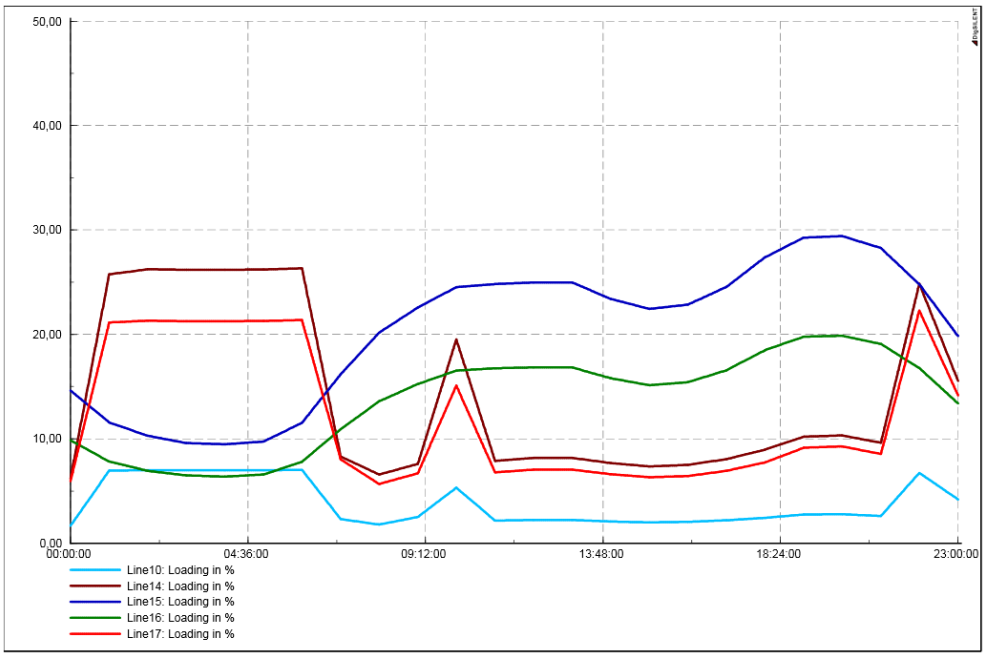


Figura II.62.Carga líneas red BT_Estrategia 3(enero,Sevilla)

- ***Potencia total intercambiada con red MT***

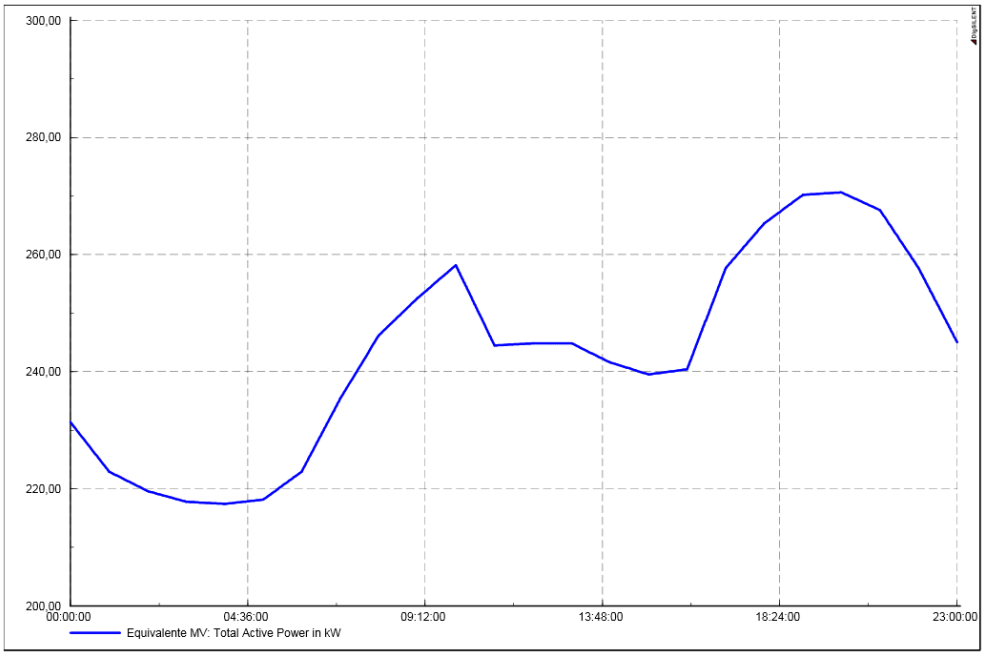


Figura II.63.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 1(enero,Sevilla)

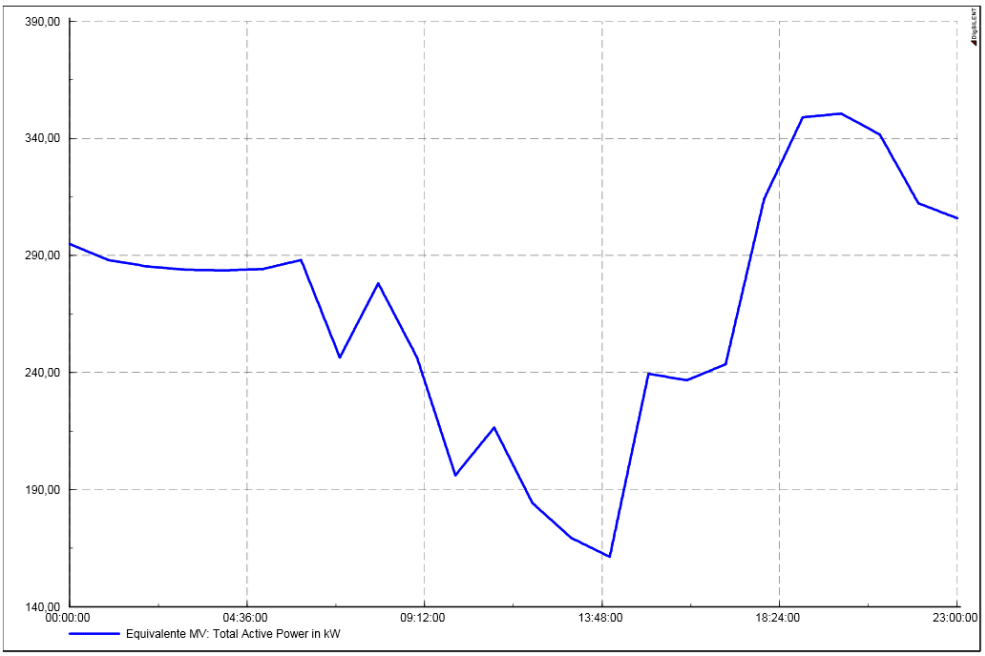


Figura II.64.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 2(enero,Sevilla)

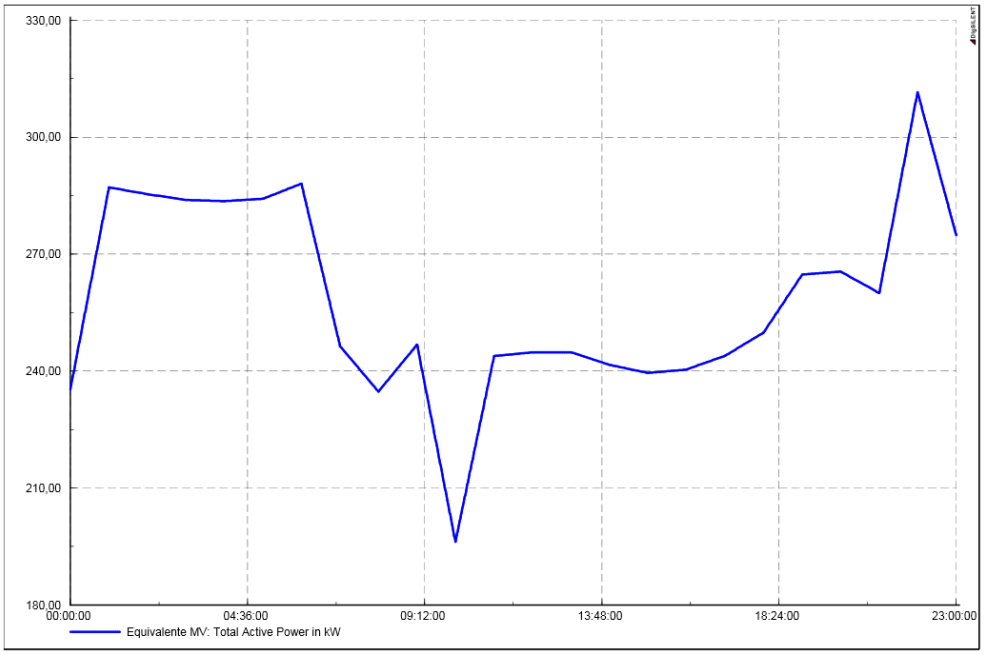


Figura II.65.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 3(enero,Sevilla)

- ***Variación estado de carga del transformador***

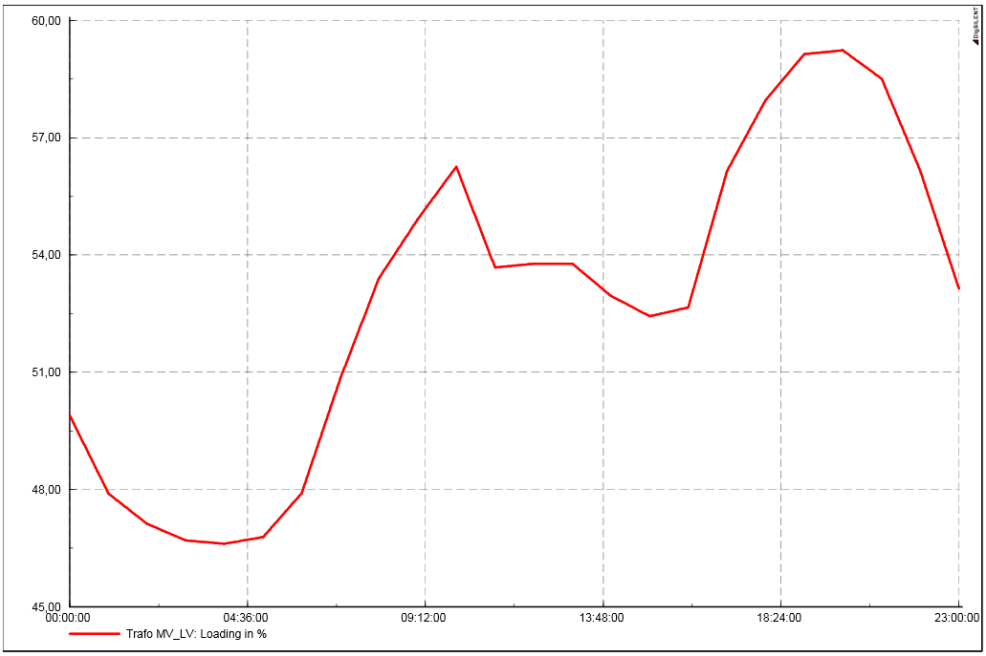


Figura II.66.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia 1(enero,Sevilla)

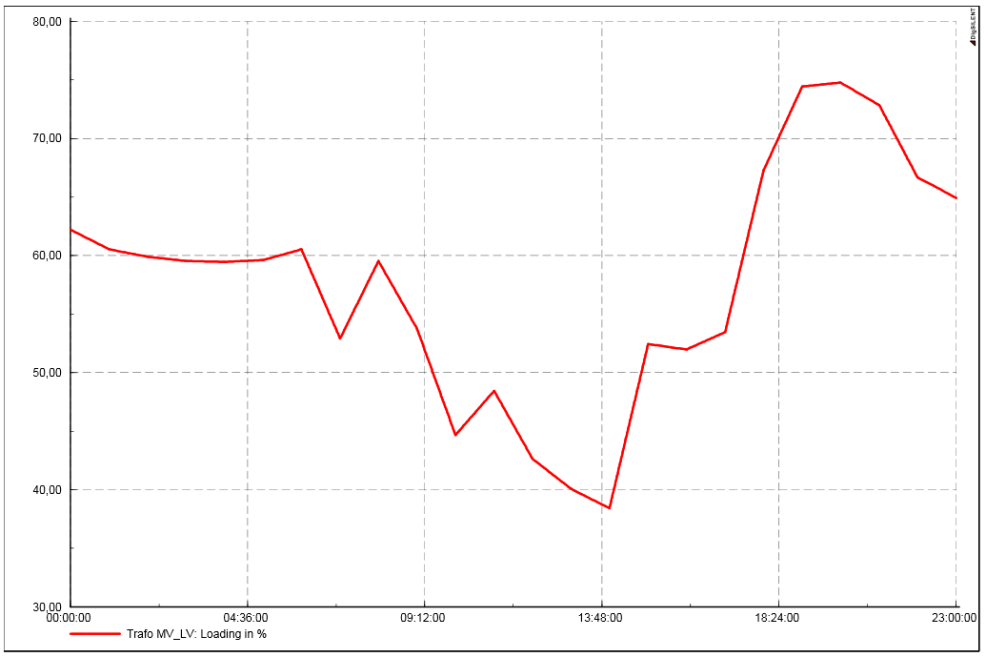


Figura II.67.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia 2(enero,Sevilla)

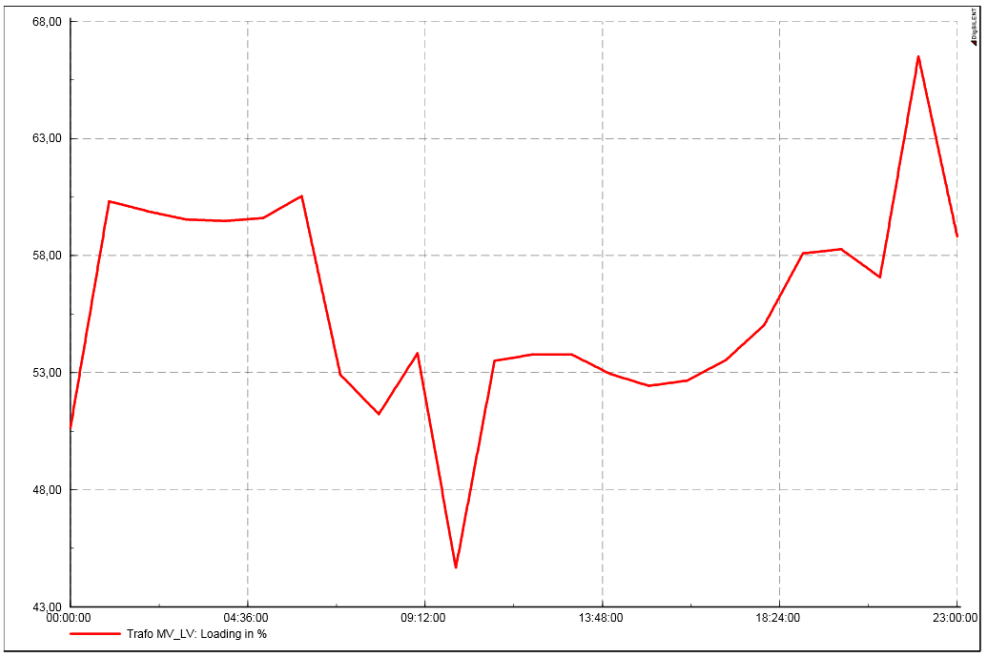


Figura II.68.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia 3(enero,Sevilla)

11.3. Simulación 3

La tercera simulación se corresponde con la red de distribución situada en Oviedo y la curva de carga tipo de Julio. Además, se ha replicado la simulación para las 3 estrategias anteriormente mencionadas.

A continuación, se analizarán los resultados para distintos puntos de la red: de nuevo se observa que los comentarios aportados en los resultados de la simulación 1 continúan siendo válidos para la simulación 3; las tendencias y fluctuaciones en cada apartado se mantienen con la única diferencia de algunos valores más incrementados por una mayor generación fotovoltaica (mayor irradiancia solar). Se puede mencionar que los rangos de mínimo-máximo para las curvas de la potencia intercambiada con red MT y el estado de carga del transformador, se incrementan aún más, distanciándose ambos extremos.

- ***Nudo R11_Load11***

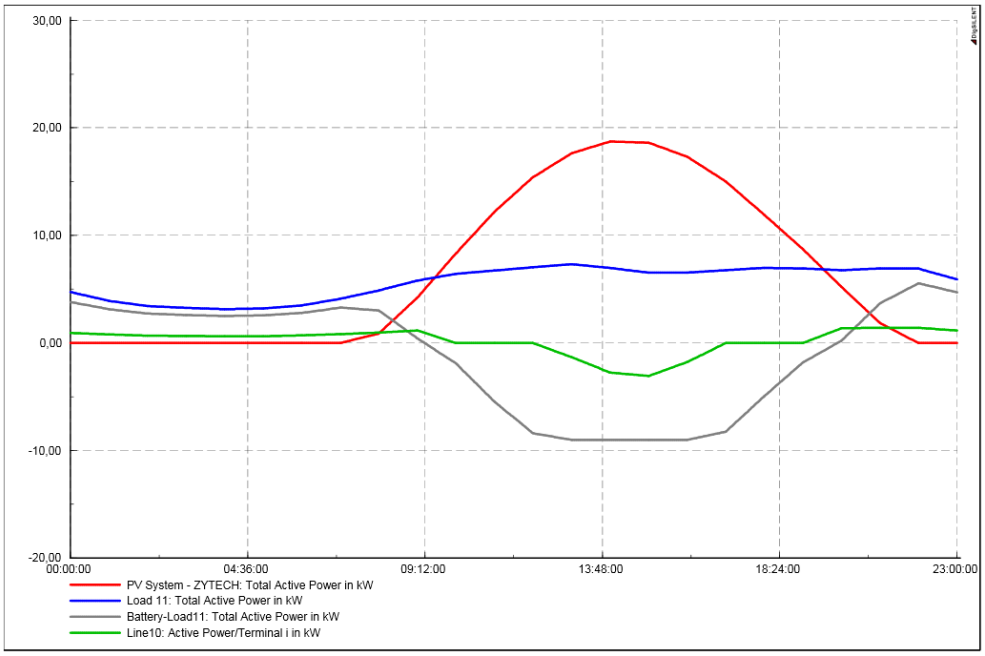


Figura II.69.Instalación nudo R11_Estrategia 1(julio,Oviedo)

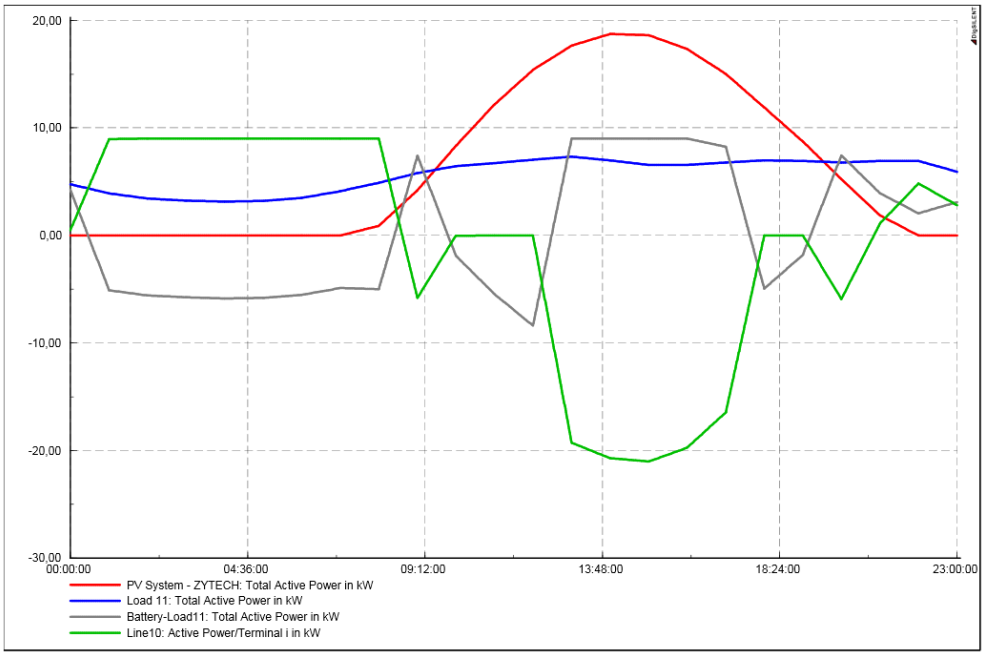


Figura II.70.Instalación nudo R11_Estrategia 2(julio,Oviedo)

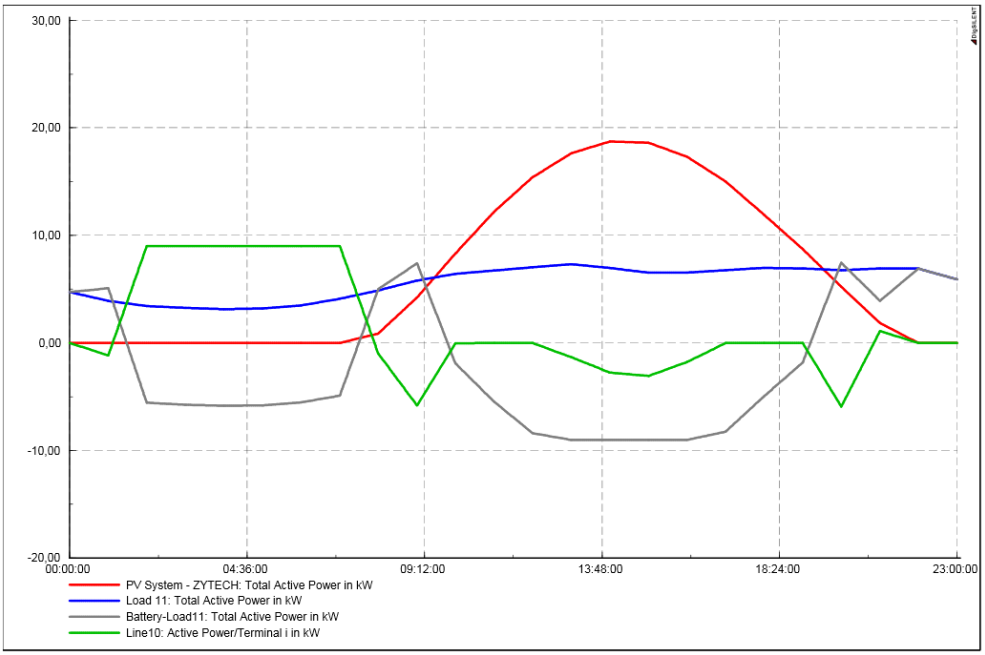


Figura II.71.Instalación nudo R11_Estrategia 3(julio,Oviedo)

- ***Nudo R15_Load15***

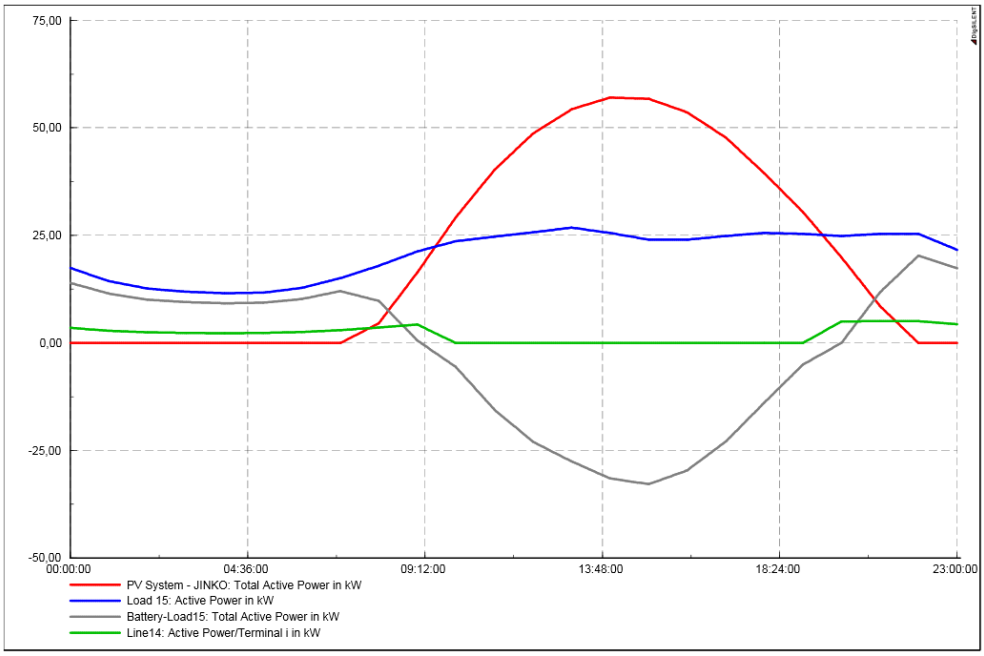


Figura II.72.Instalación nudo R15_Estrategia 1(julio,Oviedo)

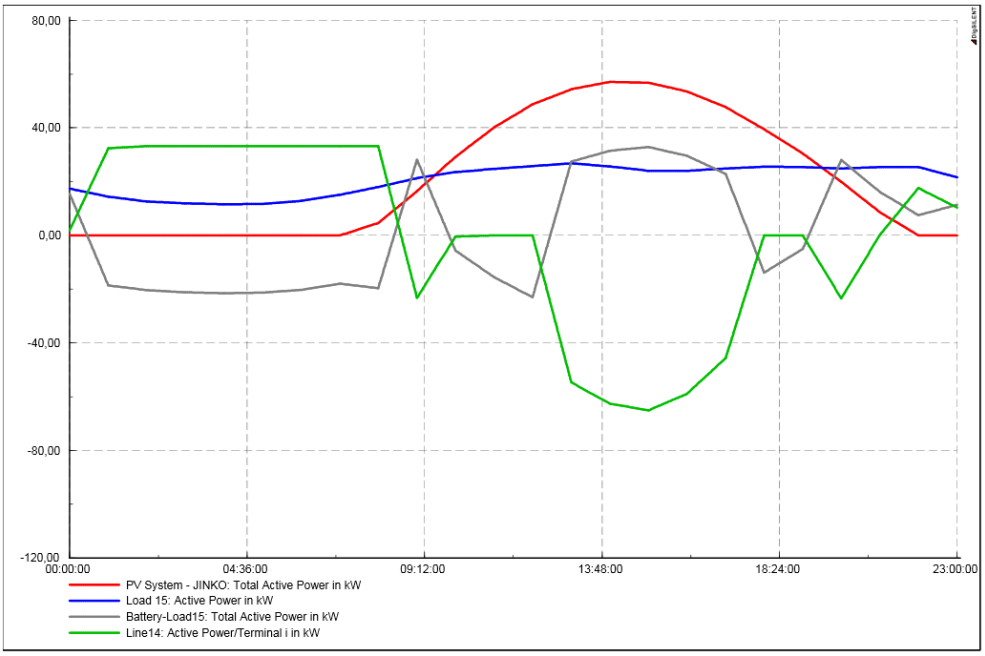


Figura II.73.Instalación nudo R15_Estrategia 2(julio,Oviedo)

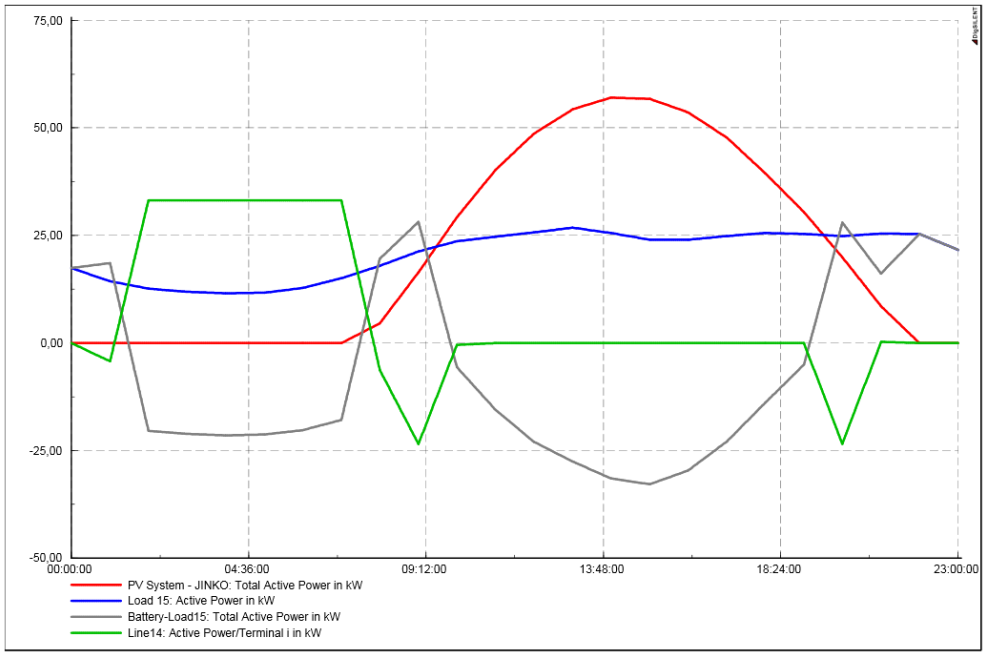


Figura II.74.Instalación nudo R15_Estrategia 3(julio,Oviedo)

- ***Nudo R18_Load18***

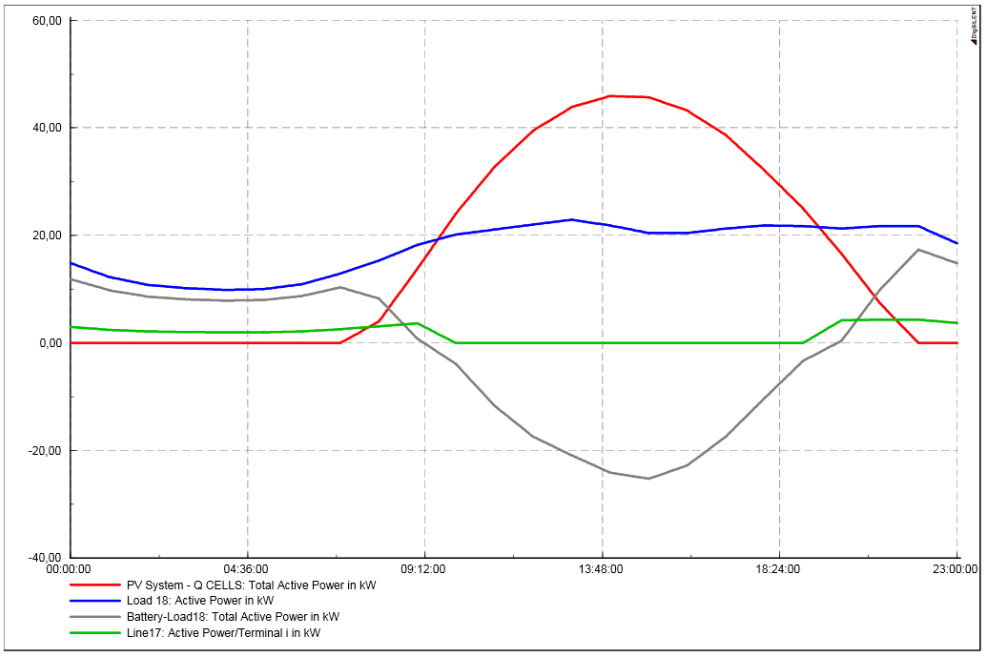


Figura II.75.Instalación nudo R18_Estrategia 1(julio,Oviedo)

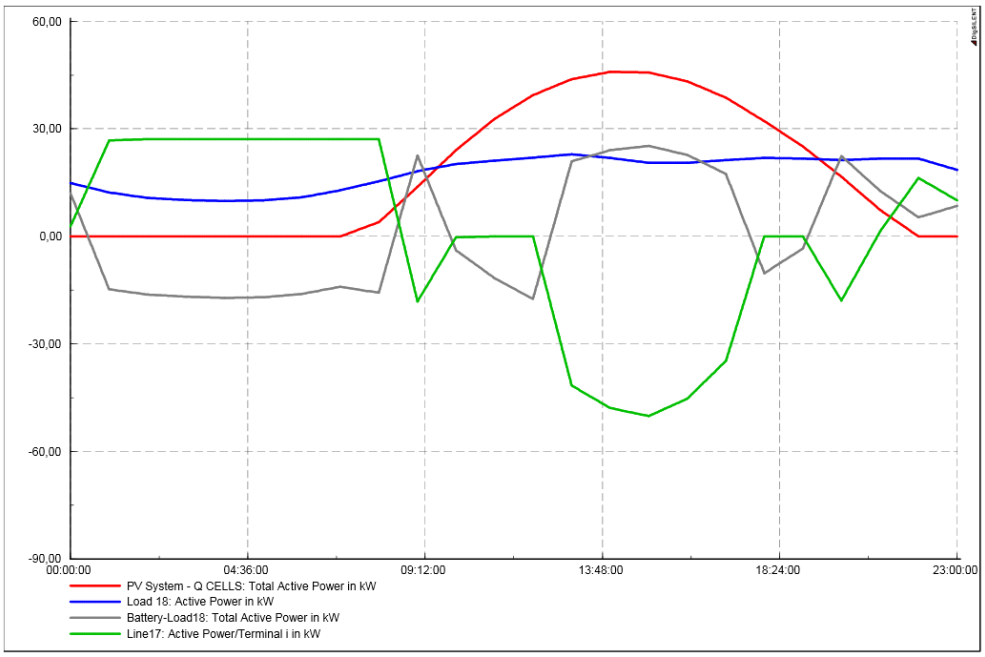


Figura II.76.Instalación nudo R18_Estrategia 2(julio,Oviedo)

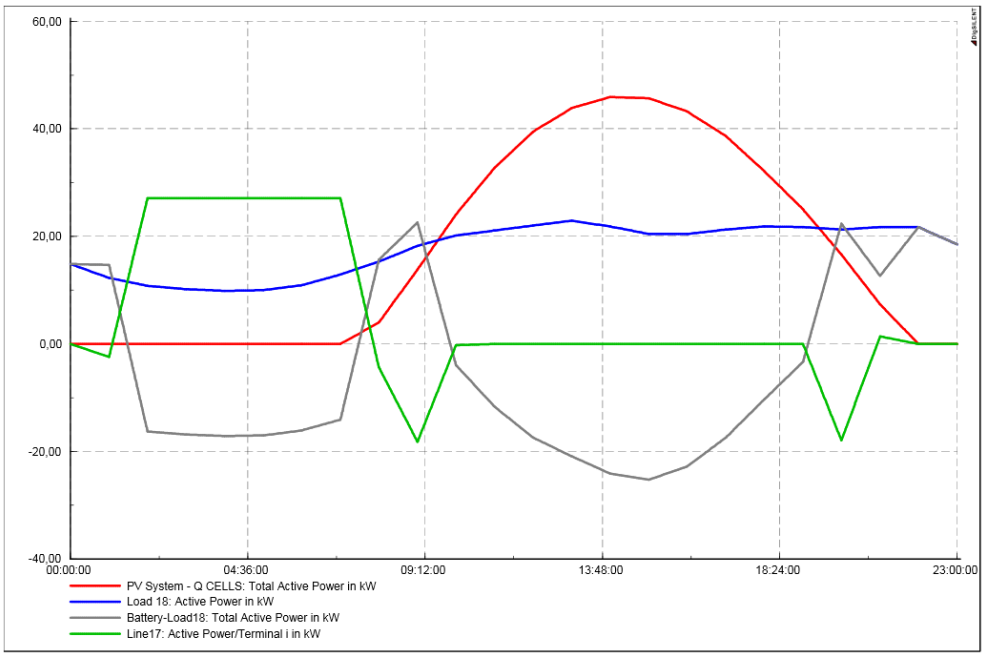


Figura II.77.Instalación nudo R18_Estrategia 3(julio,Oviedo)

- ***Variación de tensión en los nudos de la red***

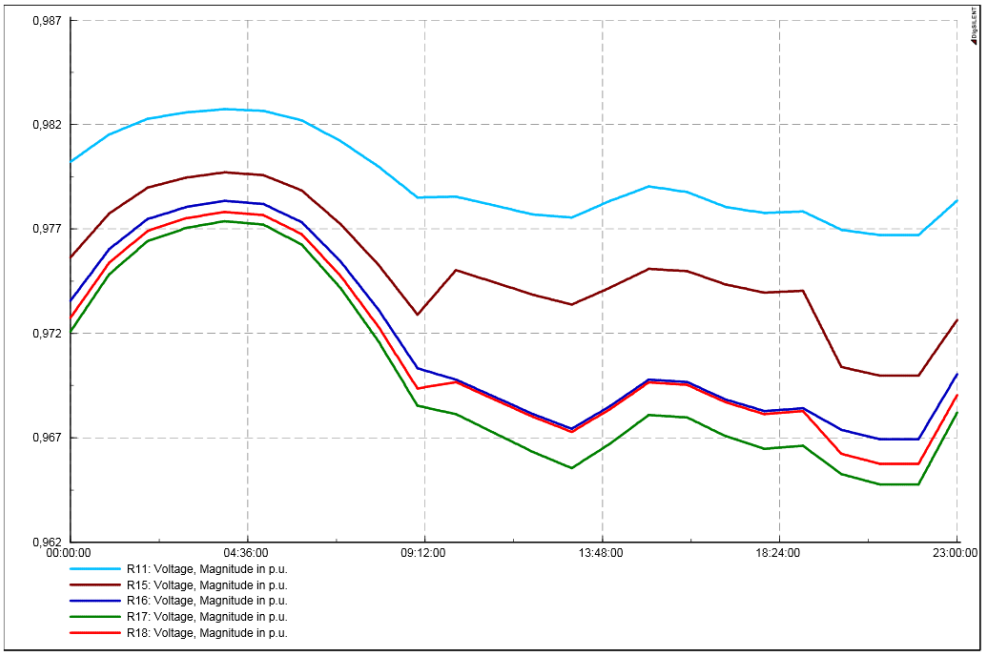


Figura II.78.Nudos red BT_Estrategia 1(julio,Oviedo)

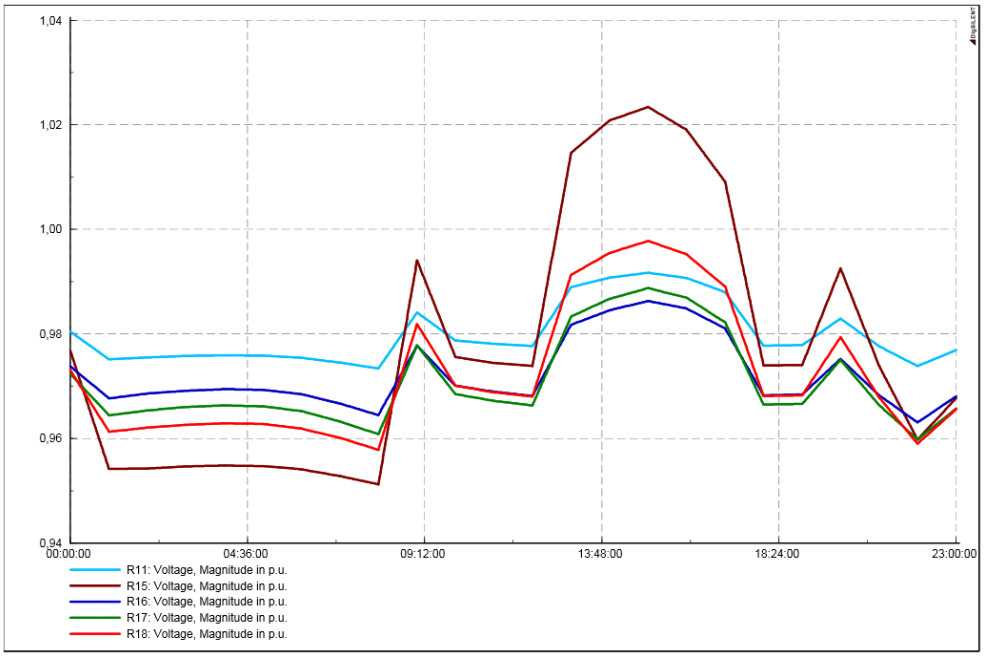


Figura II.79.Nudos red BT_Estrategia 2(julio,Oviedo)

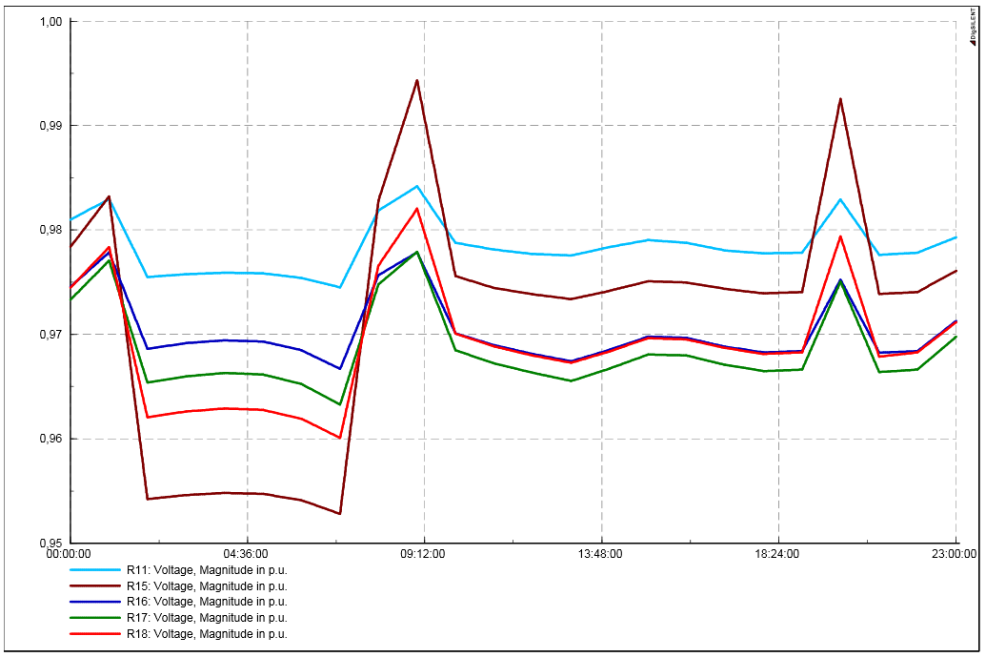


Figura II.80.Nudos red BT_Estrategia 3(julio,Oviedo)

- ***Porcentaje de carga de las líneas de la red de distribución***

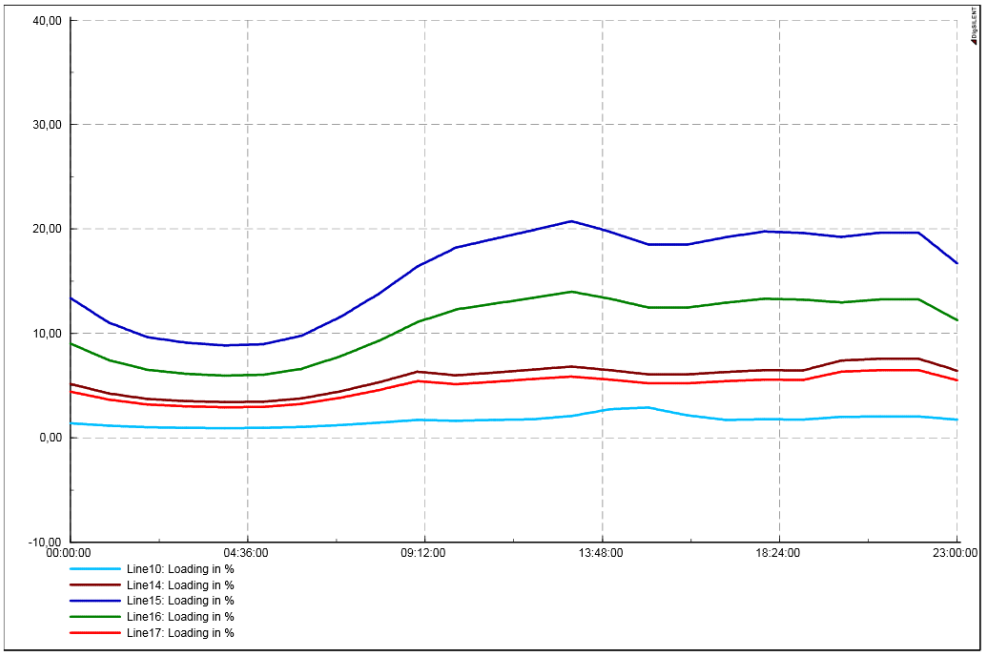


Figura II.81.Carga líneas red BT_Estrategia 1(julio,Oviedo)

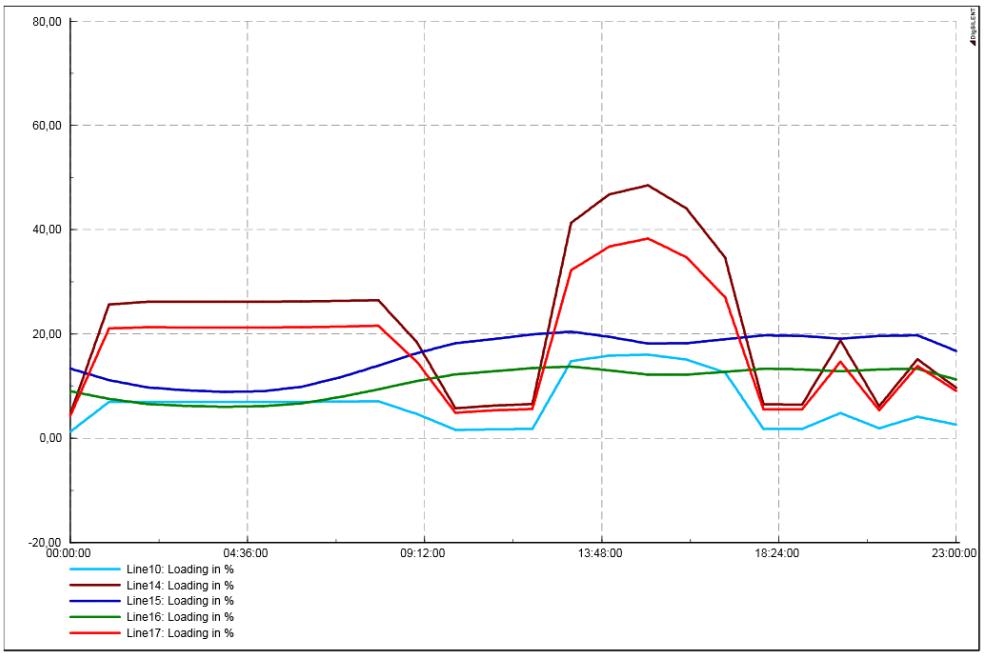


Figura II.82.Carga líneas red BT_Estrategia 2(julio,Oviedo)

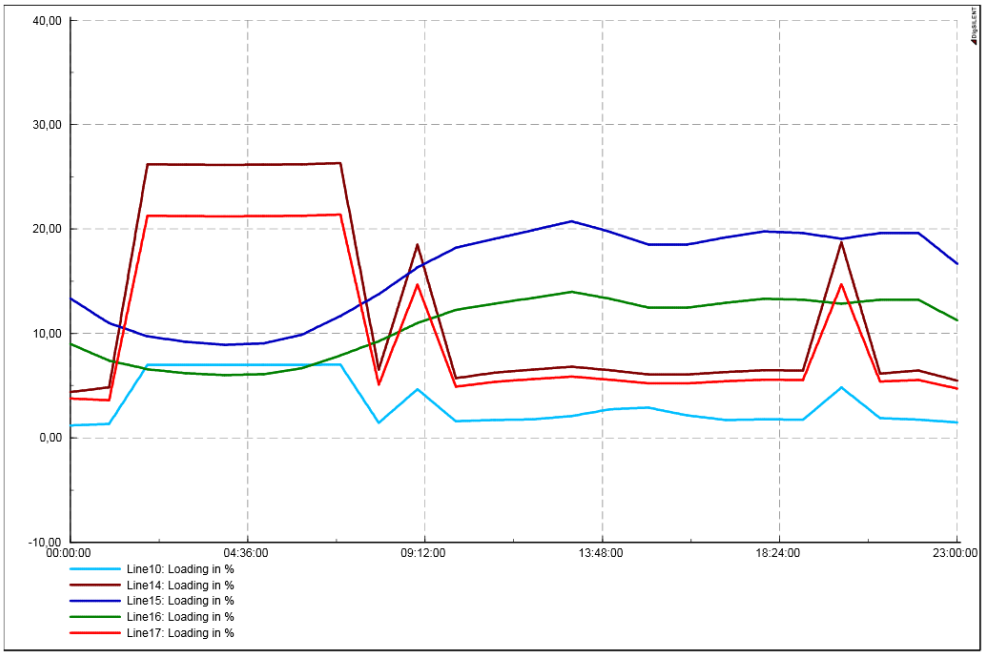


Figura II.83.Carga líneas red BT_Estrategia 3(julio,Oviedo)

- ***Potencia total intercambiada con red MT***

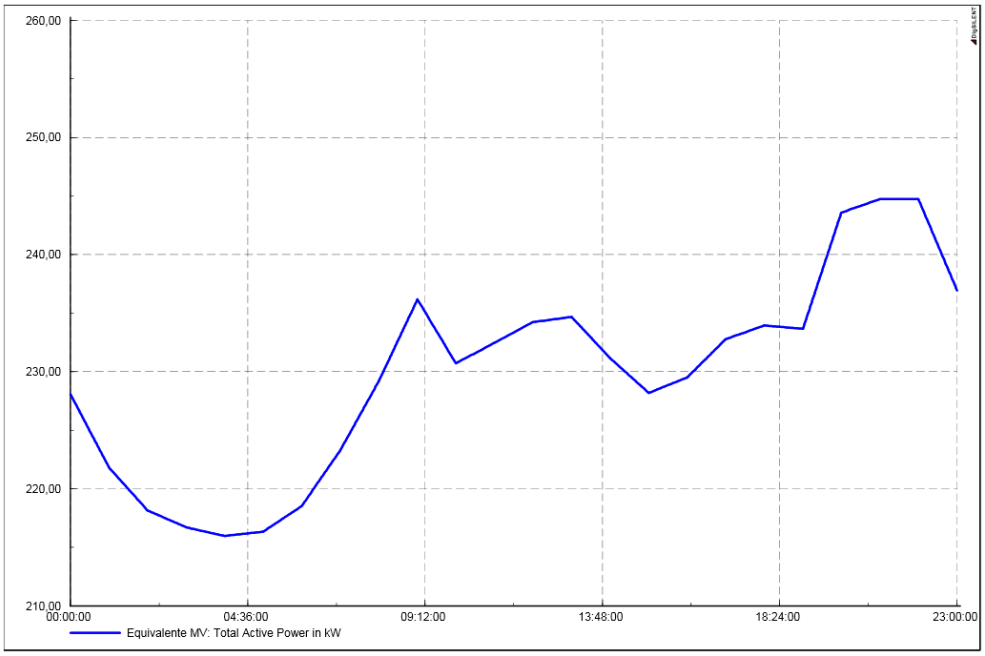


Figura II.84.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 1(julio,Oviedo)

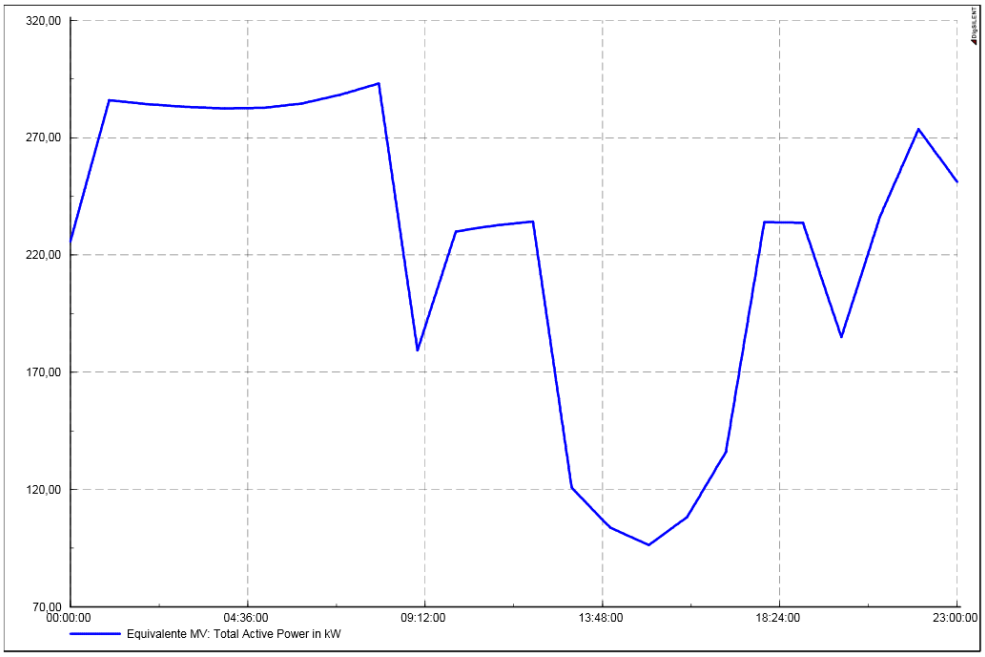


Figura II.85.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 2(julio,Oviedo)

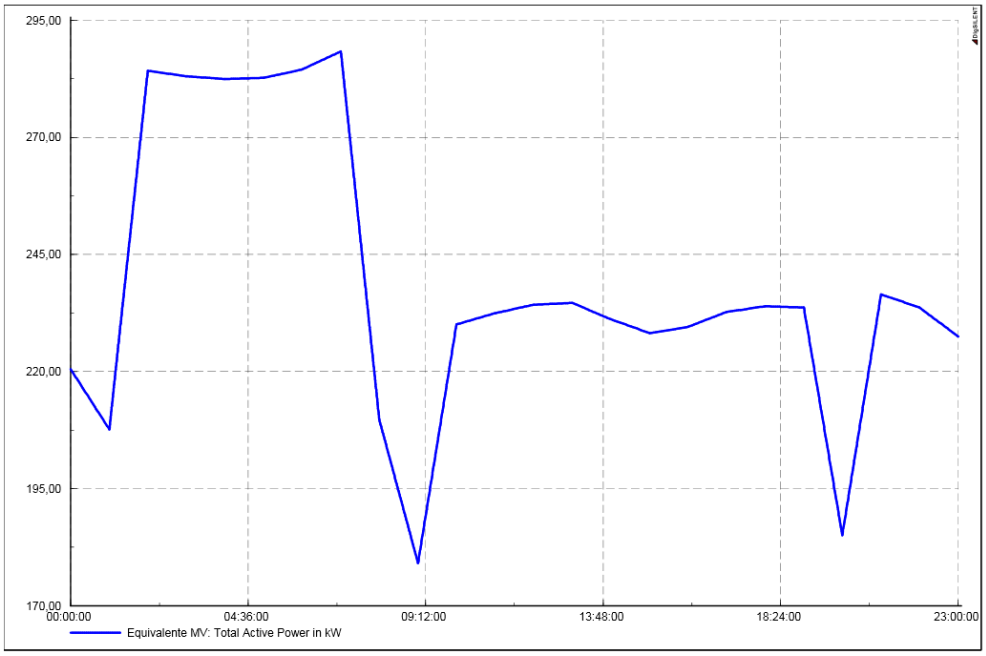


Figura II.86.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 3(julio,Oviedo)

- ***Variación estado de carga del transformador***

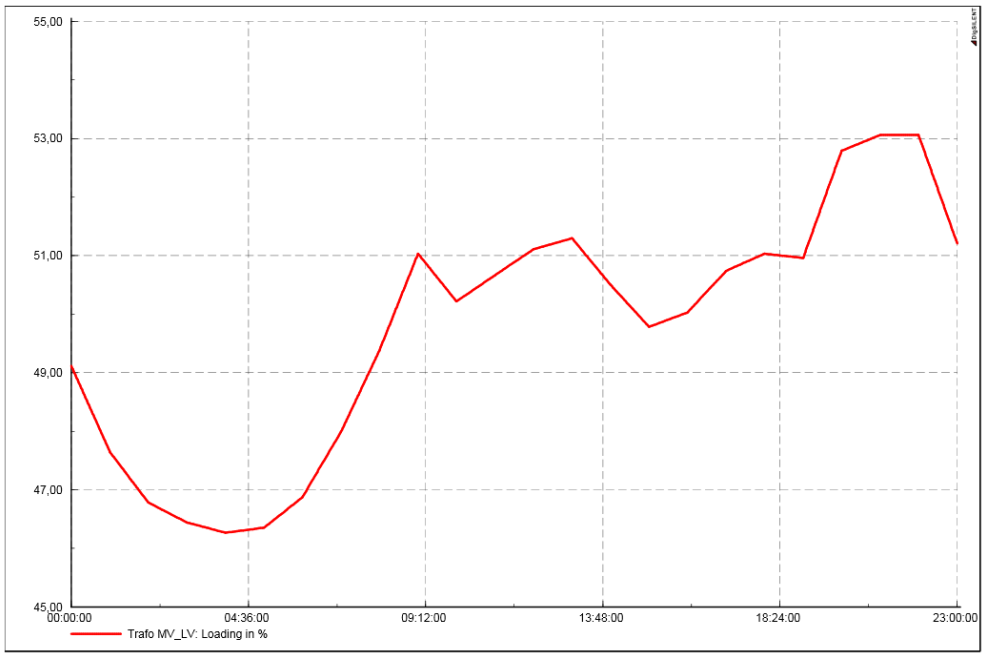


Figura II.87.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia 1(julio,Oviedo)

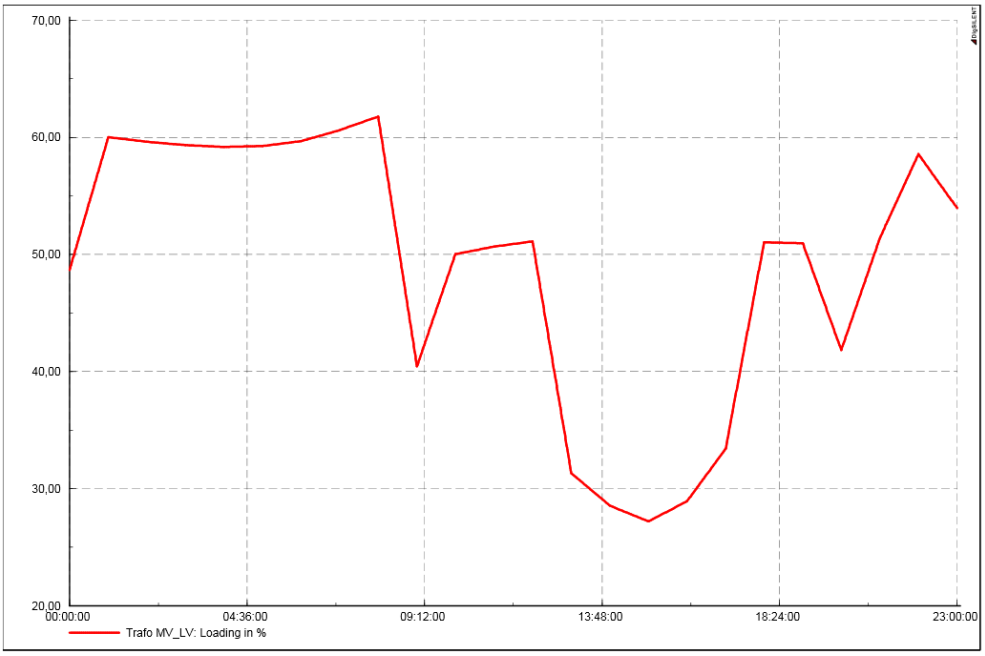


Figura II.88.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia 2(julio,Oviedo)

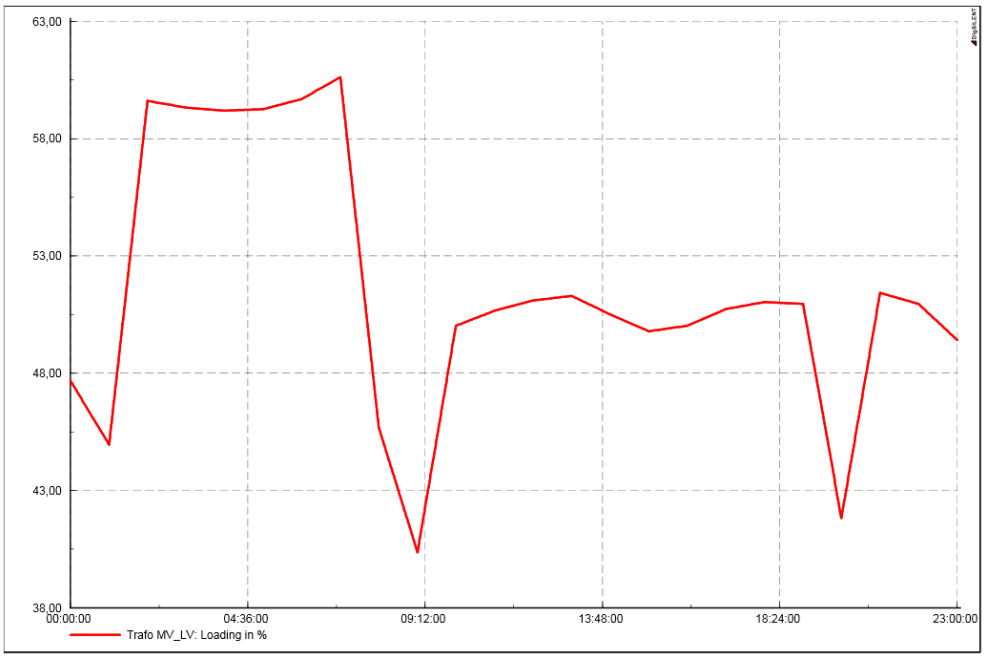


Figura II.89.Estado de carga del transformador de la red_Estrategia 3(julio,Oviedo)

11.4. Simulación 4

La cuarta simulación se corresponde con la red de distribución situada en Sevilla y la curva de carga tipo de Julio. Además, se ha replicado la simulación para las 3 estrategias anteriormente mencionadas.

A continuación, se analizarán los resultados para distintos puntos de la red: en esta última simulación se confirma de nuevo que los comentarios aportados en los resultados de las simulaciones anteriores continúan siendo válidos; las tendencias y fluctuaciones en cada apartado se mantienen con la única diferencia de algunos valores más incrementados por una mayor generación fotovoltaica (mayor irradiancia solar en verano). Se puede mencionar que los rangos de mínimo-máximo para las curvas de la potencia intercambiada con red MT y el estado de carga del transformador, se incrementan aún más, distanciándose ambos extremos. También se incrementa el nivel de fluctuación en las curvas de todos los apartados.

- ***Nudo R11_Load11***

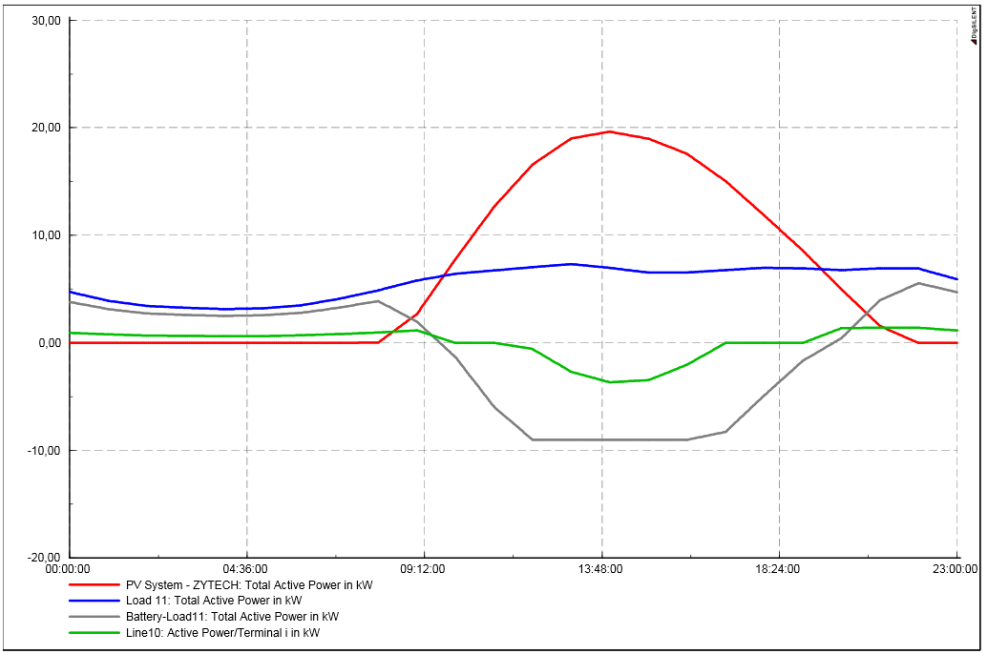


Figura II.90. Instalación nudo R11_Estrategia 1(julio,Sevilla)

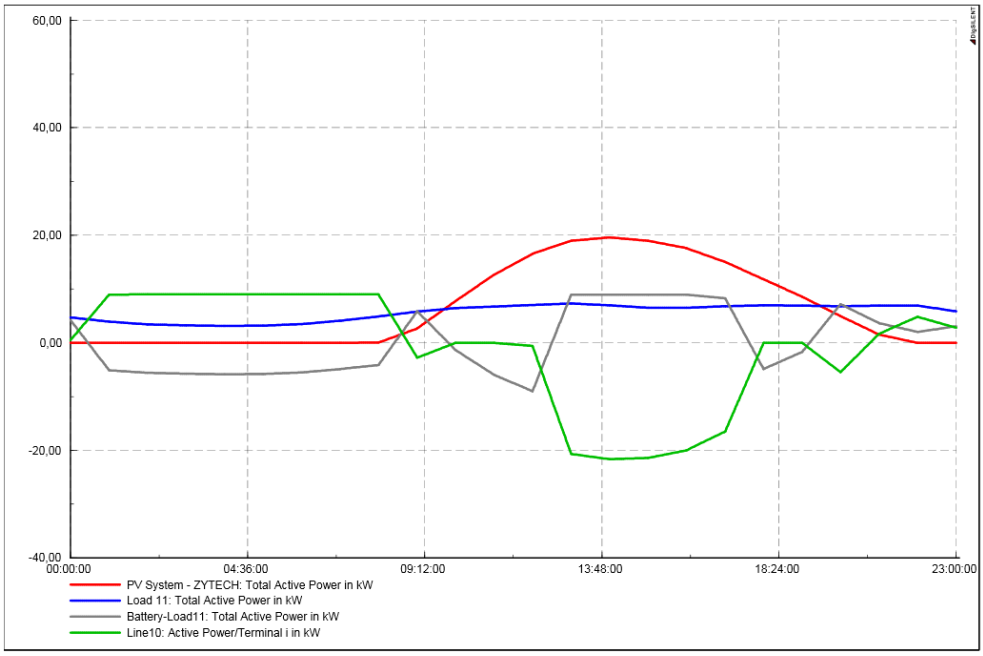


Figura II.91. Instalación nudo R11_Estrategia 2(julio,Sevilla)

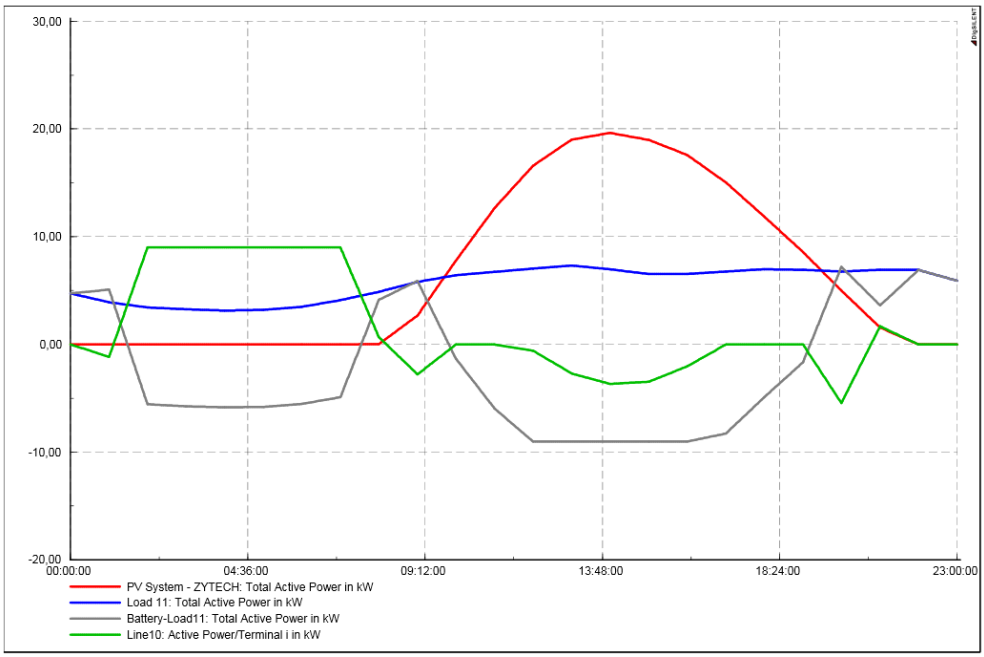


Figura II.92. Instalación nudo R11_Estrategia 3(julio,Sevilla)

- ***Nudo R15_Load15***

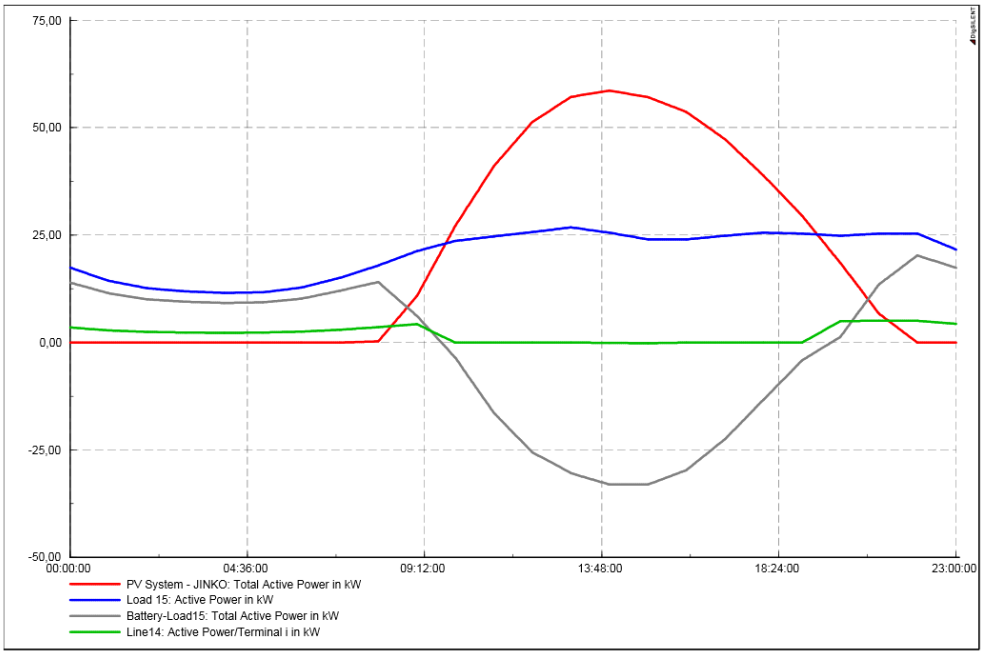


Figura II.93. Instalación nudo R15_Estrategia 1(julio,Sevilla)

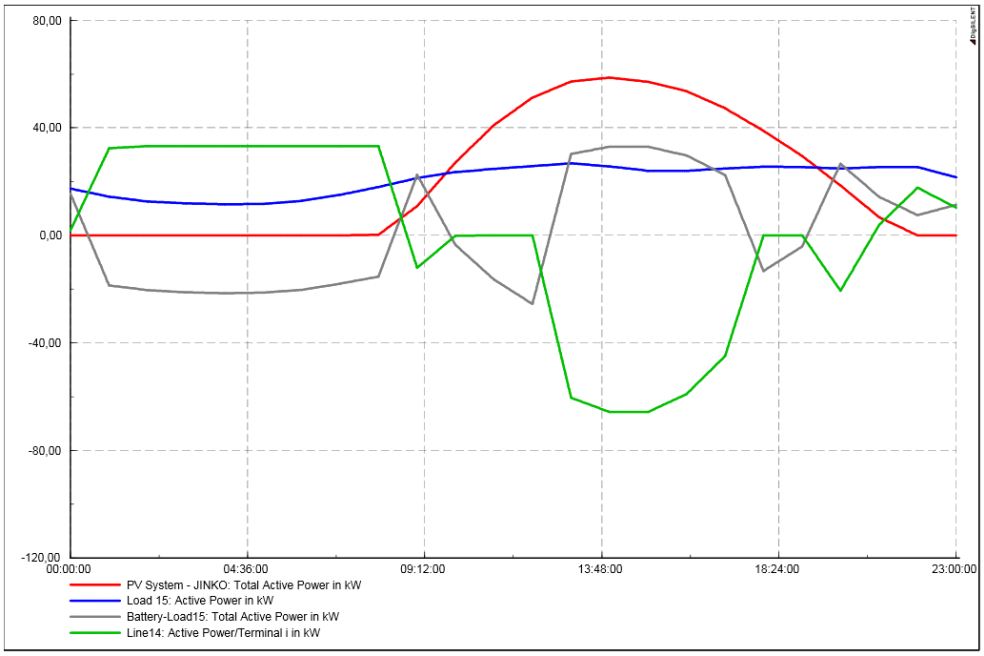


Figura II.94. Instalación nudo R15_Estrategia 2(julio,Sevilla)

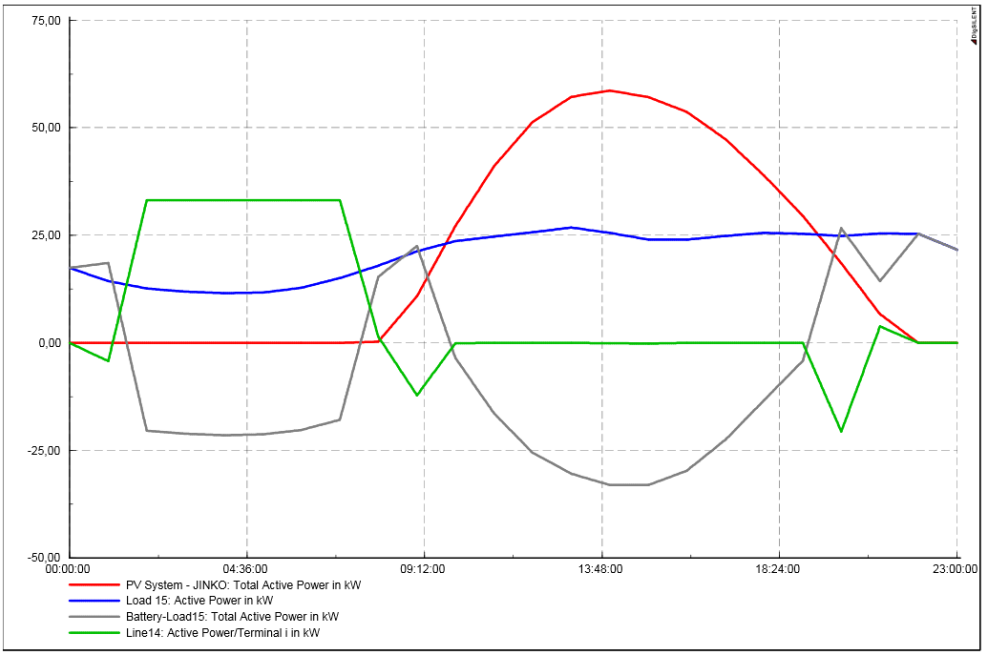


Figura II.95. Instalación nudo R15_Estrategia 3(julio,Sevilla)

- ***Nudo R18_Load18***

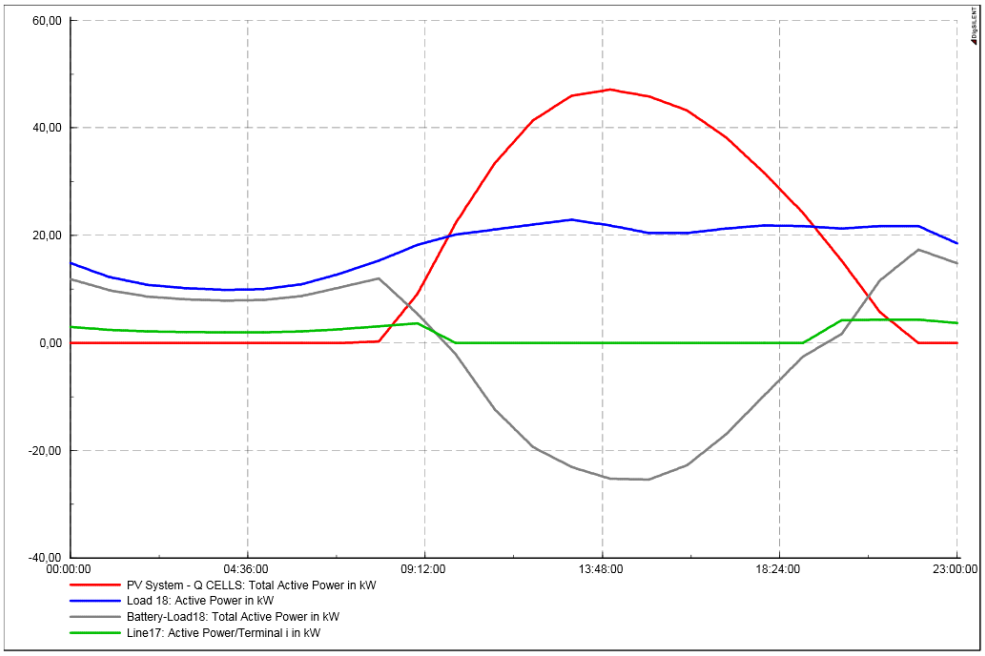


Figura II.96. Instalación nudo R18_Estrategia 1(julio,Sevilla)

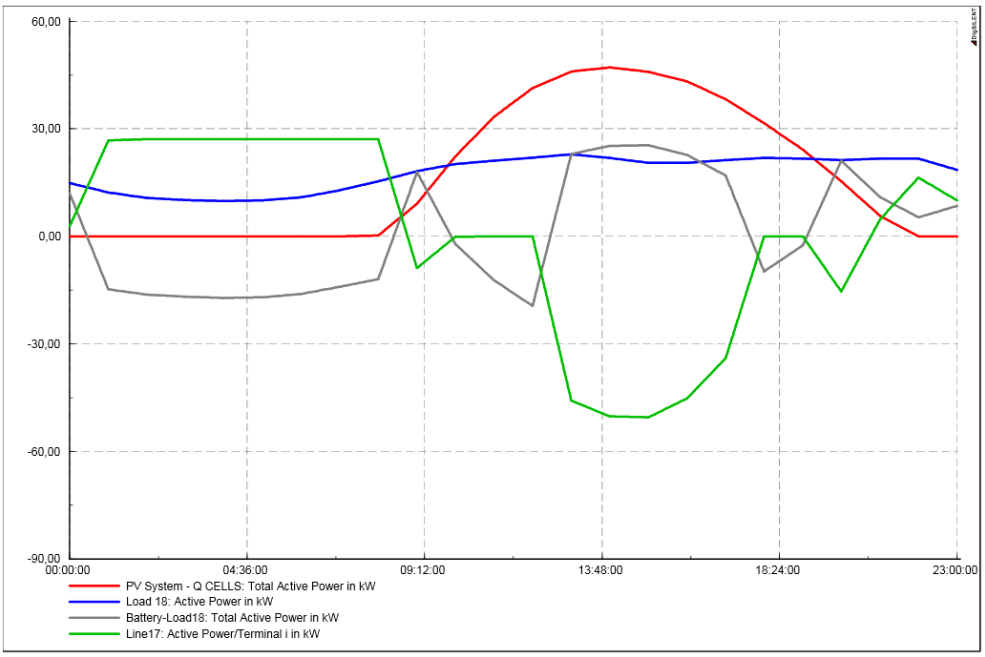


Figura II.97. Instalación nudo R18_Estrategia 2(julio,Sevilla)

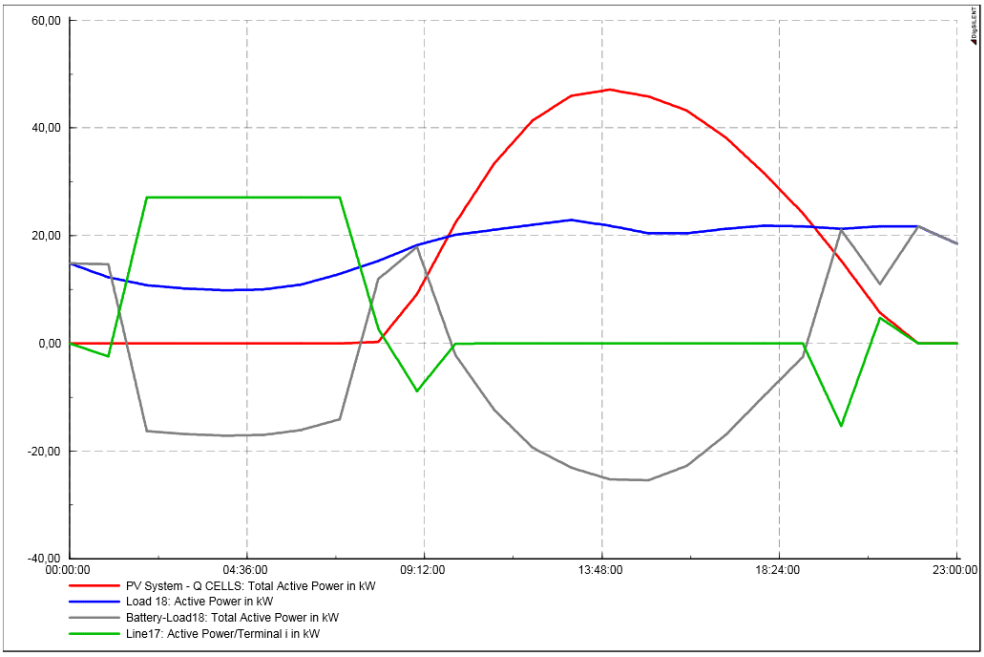


Figura II.98. Instalación nudo R18_Estrategia 3(julio,Sevilla)

- ***Variación de tensión en los nudos de la red***

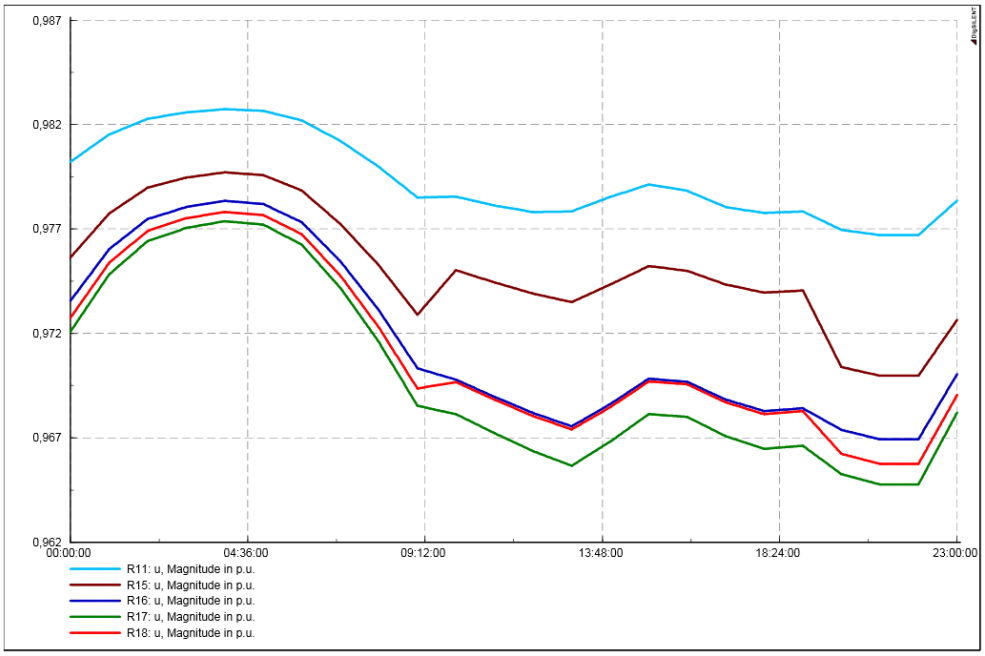


Figura II.99.Nudos red BT_Estrategia 1(julio,Sevilla)

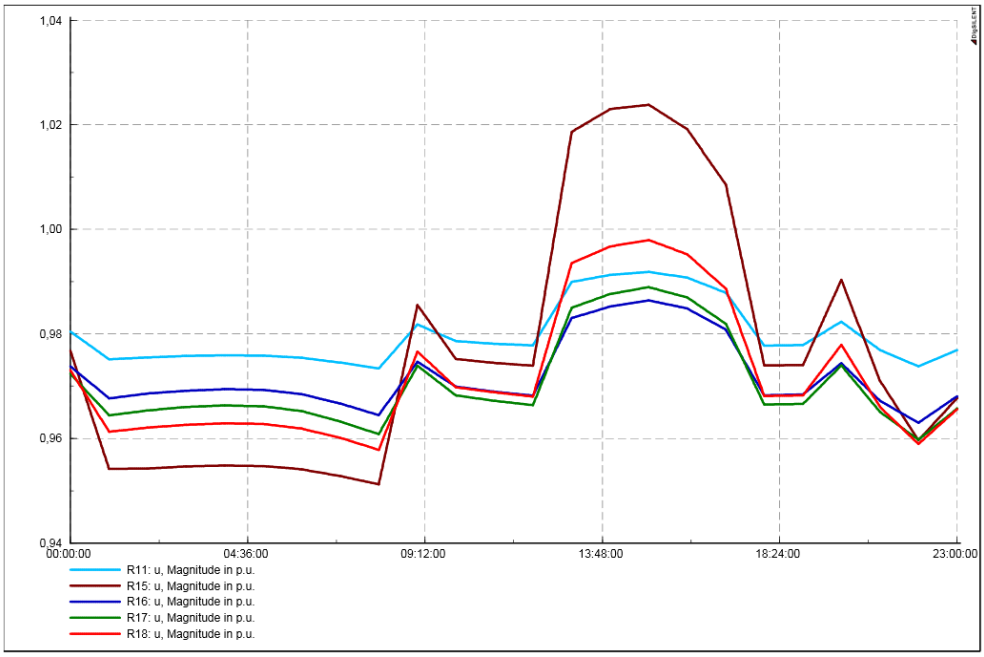


Figura II.100.Nudos red BT_Estrategia 2(julio,Sevilla)

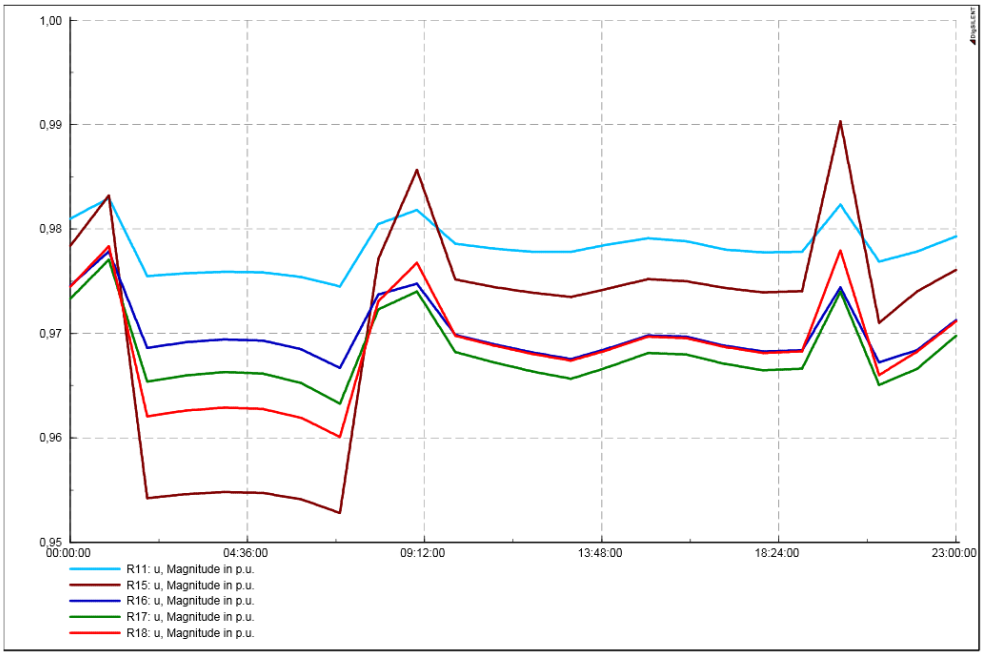


Figura II.101.Nudos red BT_Estrategia 3(julio,Sevilla)

- ***Porcentaje de carga de las líneas de la red de distribución***

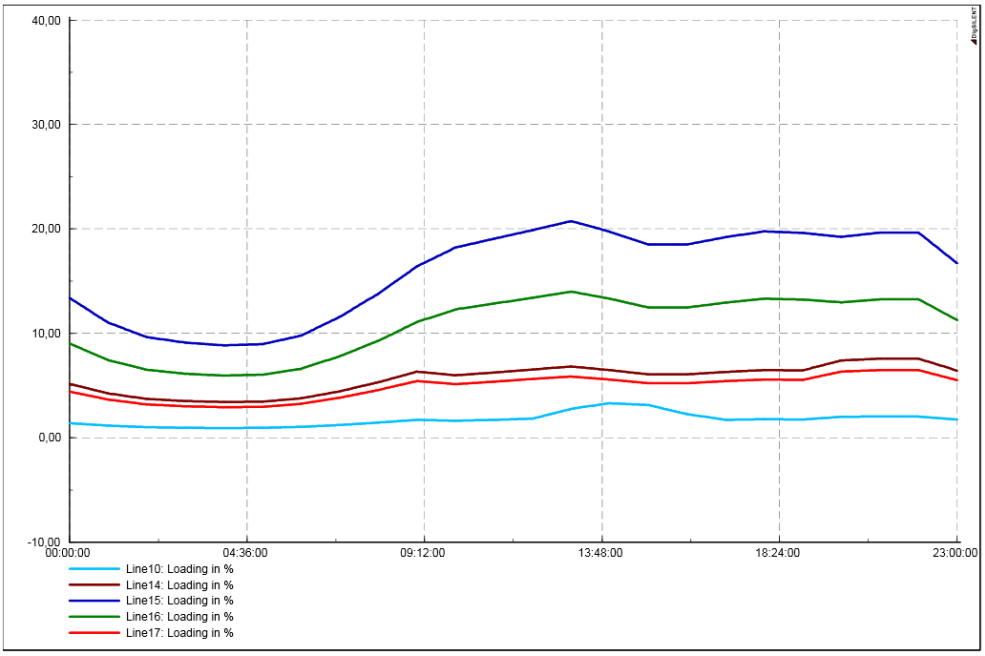


Figura II.102.Carga líneas red BT_Estrategia 1(julio,Sevilla)

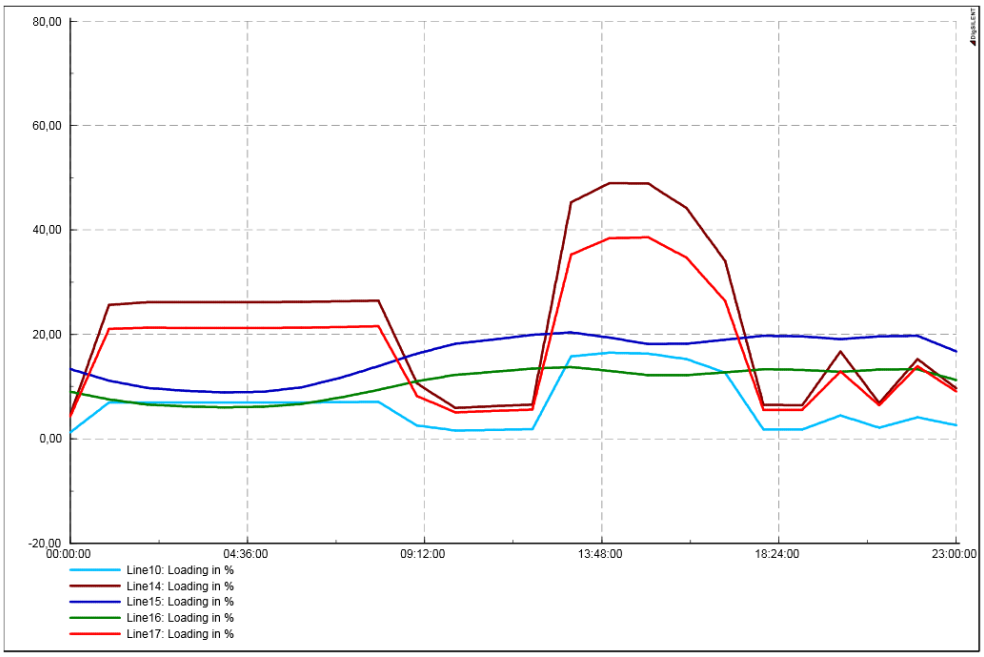


Figura II.103.Carga líneas red BT_Estrategia 2(julio,Sevilla)

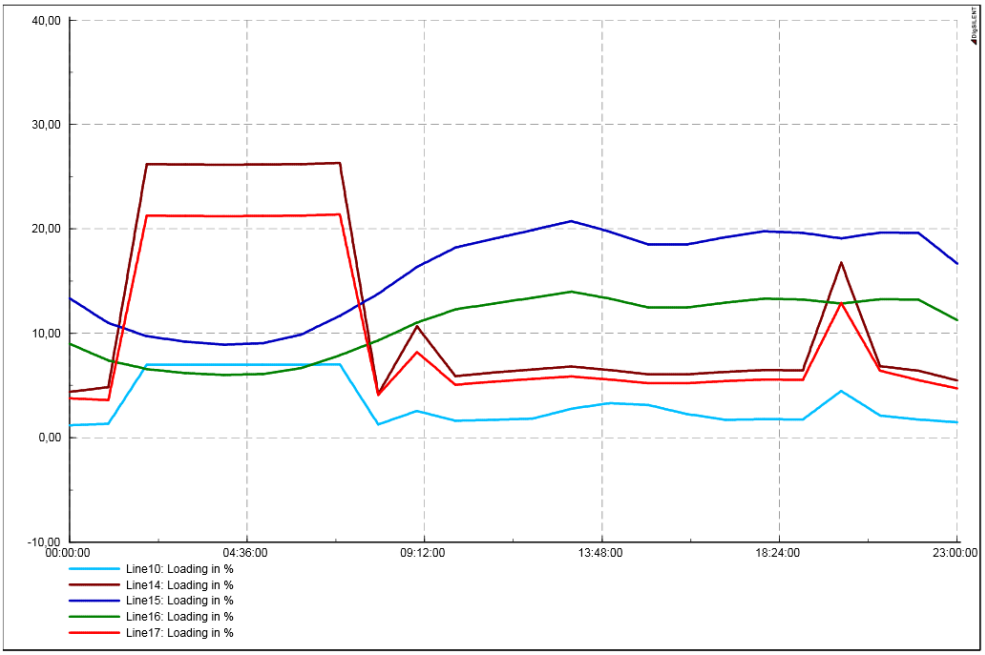


Figura II.104.Carga líneas red BT_Estrategia 3(julio,Sevilla)

- ***Potencia total intercambiada con red MT***

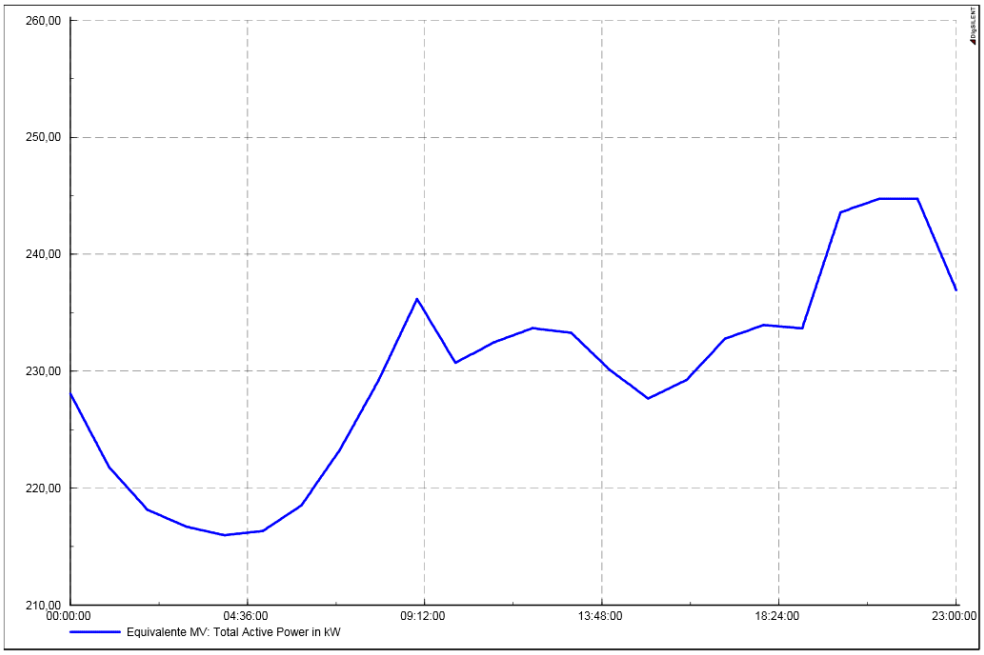


Figura II.105.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 1(julio,Sevilla)

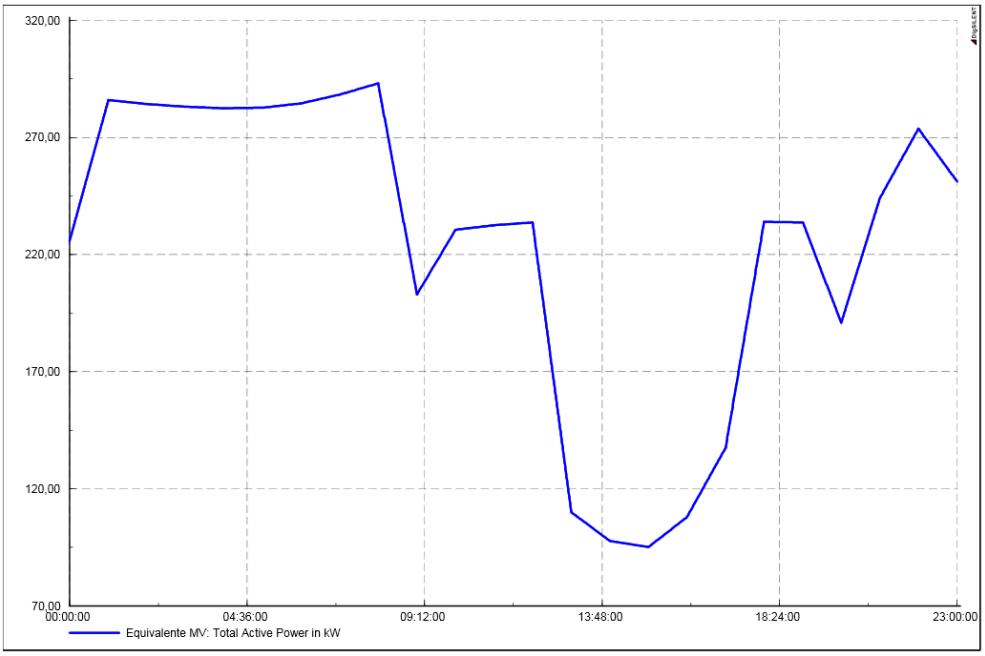


Figura II.106.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 2(julio,Sevilla)

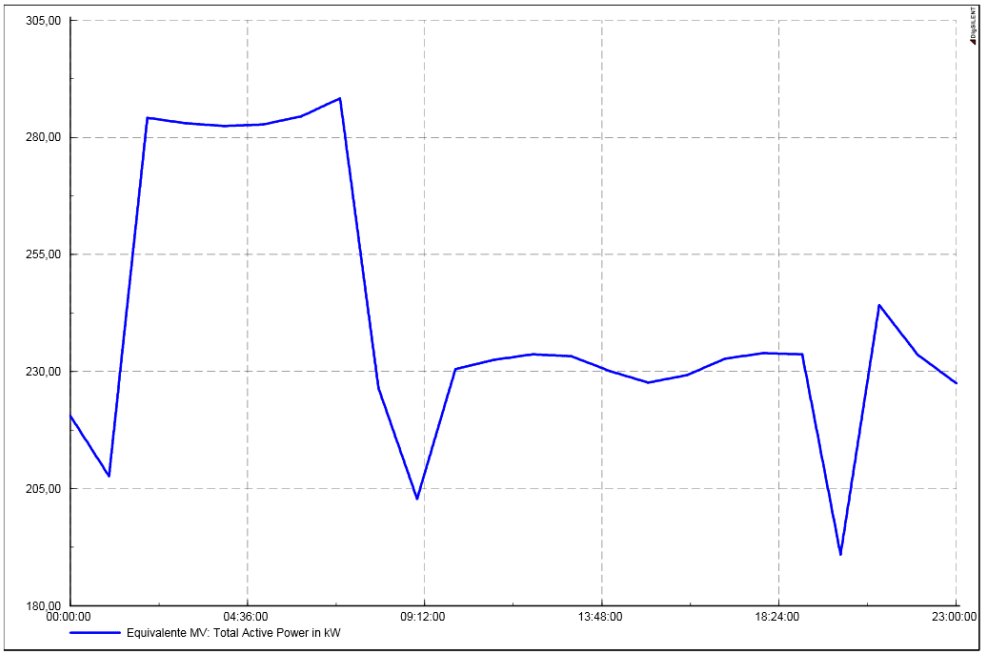


Figura II.107.Potencia intercambiada red MT_Estrategia 3(julio,Sevilla)

- ***Variación estado de carga del transformador***

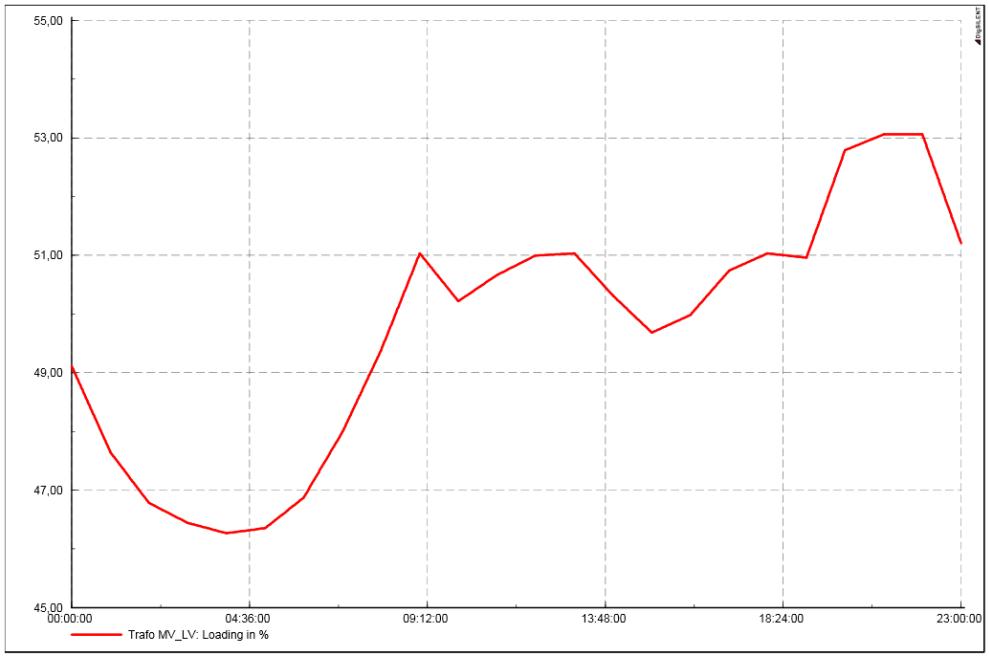


Figura II.108.Estado carga del transformador de la red_Estrategia 1(julio,Sevilla)

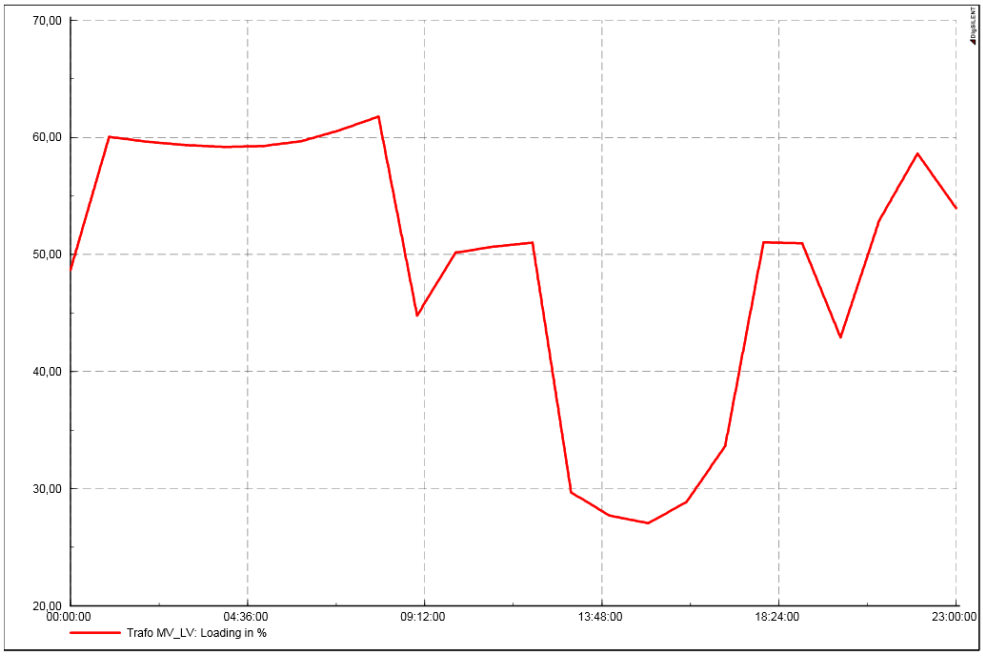


Figura II.109.Estado carga del transformador de la red_Estrategia 2(julio,Sevilla)

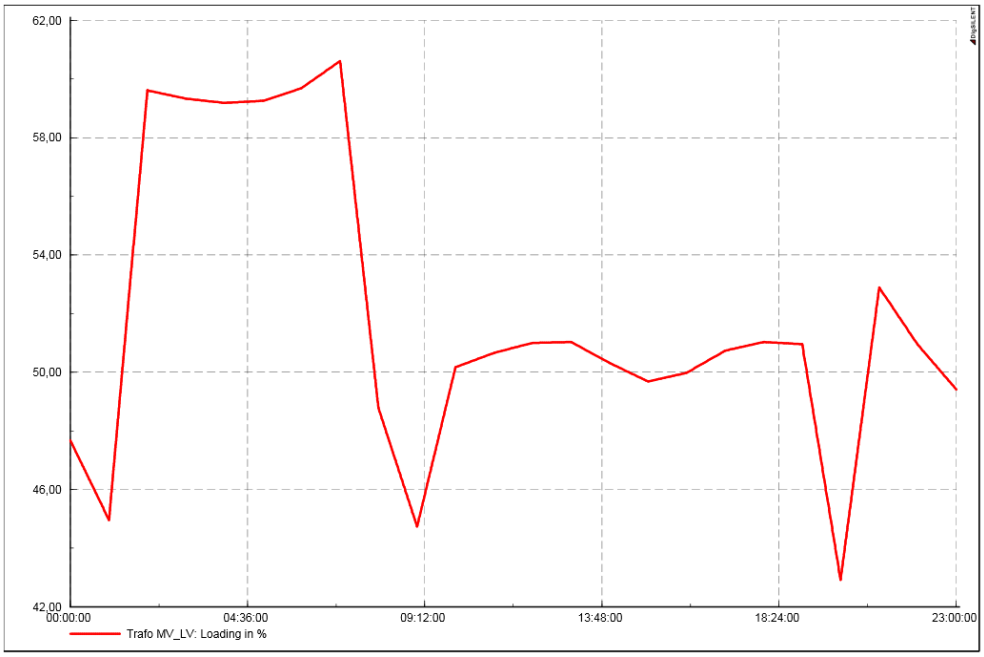


Figura II.110.Estado carga del transformador de la red_Estrategia 3(julio,Sevilla)

12.CONCLUSIONES

De acuerdo a los aspectos estudiados y los resultados obtenidos en las simulaciones, como finalización a este trabajo se concluye que:

- Según la estructura actual del mercado eléctrico español, aproximadamente la mitad de los costes fijos del sistema son cubiertos con ingresos variables. Estos ingresos variables son proporcionales a la energía consumida por los usuarios finales.

- Cuando los usuarios finales invierten en instalaciones de autoconsumo, reduciendo la energía consumida del sistema eléctrico, los costes e ingresos variables disminuyen, pero los costes fijos del sistema se mantienen independientemente del volumen de energía generada.

- Para lograr una transición energética eficaz, descarbonizando el sistema energético, se deben realizar importantes cambios en el modelo del sistema eléctrico actual, teniendo en cuenta la generación distribuida, que permita un papel más activo del consumidor final.

- Para lograr estos cambios, los estados deben implementar políticas y regulaciones sobre el autoconsumo que tengan en cuenta varios aspectos importantes: *tratamiento y remuneración de la energía generada por el autoconsumidor* (venta de energía generada, vertido del excedente o balance neto); *contribución del autoconsumidor a los costes del sistema eléctrico* (cargo fijo, cargo variable o esquema mixto).

- Es necesario simplificar los trámites administrativos para pequeñas instalaciones de autoconsumo con el fin de despertar un interés positivo en la sociedad y favorecer la transición hacia un modelo de generación distribuida.

- El actual RD 900/2015 español es especialmente restrictivo en cuanto al despliegue de instalaciones de autoconsumo. Es el único país europeo que ha introducido un nuevo cargo específico sobre la energía autoconsumida.

- Analizando la regulación mundial de autoconsumo, la mayor parte de los países optan por un *modelo combinado de remuneración de energía generada y cargos fijos de contribución al sistema eléctrico* en función de la potencia contratada; no obstante, en ninguno de ellos se ha creado un peaje de respaldo que constituye un cargo específico sobre la energía autoconsumida como ha ocurrido en España. Los cargos de contribución al sistema habituales se aplican sobre la potencia contratada o sobre la energía directamente consumida de la red eléctrica.

- Desde el punto de vista del consumidor final, se pueden adoptar diferentes *estrategias para explotar las instalaciones de autoconsumo*, maximizando la energía que es autoconsumida y por ello, maximizando el rendimiento técnico de la instalación fotovoltaica; el siguiente punto de vista es maximizar el rendimiento económico cuando la energía vertida a la red eléctrica es remunerada por parte del sistema, un aspecto que aún no ocurre en las instalaciones residenciales en España con el RD900/2015. Para que este RD sea más atractivo desde el punto de vista del consumidor, se debería implementar un modelo de balance neto o al menos, remunerar la energía vertida a la red a un precio lo más cercano posible al del mercado eléctrico.

- En este trabajo se han llevado a cabo varios escenarios de simulación en DIgSILENT PowerFactory en dos localizaciones geográficas – Oviedo y Sevilla – , en dos épocas estacionales – invierno y verano – y según tres comportamientos distintos del usuario de la instalación; los resultados en todos los escenarios han mostrado la misma tendencia en cuanto a impacto en la operación de las redes de distribución, por lo que se puede concluir que la variación geográfica y la época estacional no tienen gran relevancia en el perfil de los resultados, siendo el comportamiento del usuario de la instalación lo que realmente puede generar un impacto en la gestión de las redes, especialmente cuando éste decide inyectar electricidad en la red según la evolución del PVPC.

- En términos económicos, desde el punto de vista del consumidor, la estrategia número 2 que prioriza verter energía en horas pico y autoconsumir en horas valle sería la más positiva, permitiendo al usuario amortizar en menos años la instalación de autoconsumo; no obstante, esta situación se cumpliría siempre que la energía vertida a la red eléctrica sea remunerada, es decir, en una situación de balance neto o similar.

- Cuando el objetivo del consumidor es depender lo mínimo posible del sistema eléctrico, la estrategia más adecuada es la 1 en la que se prioriza autoconsumir la energía generada sin tener en cuenta la fluctuación de precios del mercado eléctrico. En esta situación se minimiza la interacción con la red eléctrica, siendo mínima la energía consumida de la misma, y, además, las instalaciones de autoconsumo residenciales representan una medida óptima de eficiencia energética.

- Desde el punto de vista de la operación de las redes de distribución, las condiciones de las estrategias 2 y 3 donde se produce inyección de electricidad desde la instalación de autoconsumo a la red eléctrica, inducen desequilibrios en los niveles de tensión de los nudos de red, además de alteraciones en los niveles de carga de las líneas de distribución y mayor potencia intercambiada con la red de MT.

- Desde el punto de vista del coste de una instalación de autoconsumo, aunque en los últimos años el precio de los paneles solares y de las baterías ha disminuido en un alto porcentaje, la modalidad de autoconsumo aislado todavía requiere una inversión que puede ser elevada para gran parte de la sociedad, dimensionando la instalación para cubrir la demanda anual de una vivienda tipo. Por ello, la modalidad más atractiva a día de hoy es autoconsumo con conexión a la red de distribución; de este modo se reduce la factura eléctrica, pero se mantiene el respaldo de la red evitando una inversión elevada para sobredimensionar la instalación de autoconsumo.

- Desde el punto de vista de los operadores de las redes de transporte y distribución, la modalidad en la que el consumidor final intenta actuar como generador, en algunos momentos pico del día, para obtener un beneficio económico resulta la más perjudicial (estrategias 2 y 3). En esa situación, las simulaciones llevadas a cabo en DIgSILENT PowerFactory demuestran que la fluctuación de los parámetros de red es elevada y se requiere sobredimensionar las redes de distribución para cubrir los picos de consumo y de generación.

- Por último, las empresas distribuidoras de electricidad se deben enfrentar a un profundo cambio en su modelo de negocio actual, incorporándose al proceso de transición energética, en el cual la generación distribuida ganará fuerza y el consumir final pasará de ser un cliente pasivo a un nuevo agente en el sistema. Estas empresas deberían ejercer el papel de facilitadores en el desarrollo de nuevos mercados pasando a convertirse en operadores de red locales.

BIBLIOGRAFÍA

- *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y producción con autoconsumo*, BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO, 2015
- UNEF, *Análisis de proyecto de RD de Autoconsumo*, 2015
- Commission staff working document, *Best practices on Renewable Energy Self-consumption*, European Commission, 2015
- Grupo Interplataformas de Almacenamiento, *Almacenamiento – Estado de las tecnologías*, 2015
- *Guía sobre el Real Decreto 900/2015 de Autoconsumo*, twenergy
- The Boston Consulting Group, *Análisis del potencial impacto económico del autoconsumo en el sistema eléctrico español*, BCG, septiembre 2015
- PriceWaterhouseCoopers, *El autoconsumo en España: segmentos residencial y comercial*, pwc, 2015
- Comisión Europea, *Nuevo diseño del mercado de la electricidad y un nuevo acuerdo para los consumidores*, Hoja informativa, julio 2015
- UNEF, *La energía fotovoltaica una alternativa real*, Informe anual 2015
- *Technology Roadmap: Energy storage*, International Energy Agency, 2014
- *Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy*, International Energy Agency, 2014
- *World Energy Outlook 2015 – Resumen ejecutivo*, International Energy Agency, 2015
- *World Energy Outlook 2016 – Resumen ejecutivo*, International Energy Agency, 2016
- *Autoconsumo energético y gestión de la energía, una realidad;* SMA Solar Technology AG, 2015
- Project IDE4L; *Deliverable D6.1, Part I: Specification and implementation of reference distribution grids and microgrids;* Catalonia Institute for Energy Research (IREC), Agosto 2015

- Gottardo, Laura; *PV and Storage systems Management. Analysis of Self-Consumption strategies for Italian and Spanish Householders*; Università degli studi di Padova, 2015-2016
- *Informe de la secretaria de estado de energía sobre la Proposición de Ley para el fomento del Autoconsumo Eléctrico de varios grupos parlamentarios;* Ministerio de energía, turismo y agenda digital, marzo 2017
- *Proposición de Ley para el Fomento del Autoconsumo Eléctrico,* Grupos parlamentarios, enero 2017
- DIgSILENT PowerFacory, *Technical Reference Documentation, Battery, ElmBattery;* DIgSILENT GmbH, 2013
- DIgSILENT PowerFacory, *Application Example, Battery Energy Storing Systems, BESS;* DIgSILENT GmbH, 2010
- DIgSILENT PowerFacory, *PowerFactory 15, Tutorial;* DIgSILENT GmbH, 2013
- DIgSILENT PowerFacory, *Technical Reference Documentation, PV System, ElmPvsys;* DIgSILENT GmbH, 2014
- DIgSILENT PowerFacory, *Technical Reference Documentation, Static Generator, ElmGenstat;* DIgSILENT GmbH, 2011
- DIgSILENT PowerFacory, *PowerFactory 15, User Manual;* DIgSILENT GmbH, 2014
- *Boletín de indicadores eléctricos de mayo de 2016;* Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2016
- *Análisis, Kits fotovoltaicos con baterías;* OCU-Compra Maestra 411, febrero 2016
- Término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto; https://www.esios.ree.es/es
- Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps; http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#
- LG Chem Resu; http://www.lgchem.com/global/ess/ess/product-detail-PDEC0001
- Tesla; https://www.tesla.com/es_ES/powerwall
- Bornay; https://www.bornay.com/es/productos/baterias/tesla-powerwall
- Solarmat; http://solarmat.es/es/baterias/bateria-litio/

- Ampere Energy; http://www.ampere-energy.es/
- RaStore; http://www.atonstorage.com/rastore.php
- Catálogo ZYTECH Solar ZT150P
- Catálogo JINKO JKM 250P-60
- Catálogo Q CELLS Q Pro-G3 250