



Universidad de
Oviedo



ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE GIJÓN

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

ÁREA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA GRANDES PLANTAS FOTOVOLTAICAS

D. Javier Ares Fernández

TUTOR: D. Cristian Blanco Charro

FECHA: Junio 2022

ÍNDICE

Resumen	10
1. Introducción	11
2. Justificación, objetivos y motivación	14
3. Antecedentes	16
3.1. Contexto energético.....	16
3.2. Energía solar.....	25
3.2.1. Particularización de la energía solar fotovoltaica en el caso a estudiar.....	31
4. Estado del arte	41
4.1. Sistemas fotovoltaicos.....	41
4.1.1. Sistemas conectados a red.....	41
4.1.2. Sistemas aislados.....	43
4.2. Componentes de un sistema fotovoltaico.....	47
4.2.1. Paneles fotovoltaicos.....	47
4.2.2. Regulador de carga.....	59
4.2.3. Seguidor solar.....	61
4.2.4. Inversor.....	63
4.3. Sistemas de almacenamiento energético	72
4.4. Normativa y problemática.....	109
4.4.1. Normativa de control de rampa	120
4.5. Investigaciones y artículos científicos.....	124
4.5.1. Conclusiones de las investigaciones.....	187
5. Caso de sistema fotovoltaico a estudiar	190
5.1. Descripción del caso.....	190
5.2. Componentes de la instalación fotovoltaica.....	191
5.3. Datos de partida para el análisis.....	195
5.4. Análisis de datos y requisitos del sistema de almacenamiento	196
5.5. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento.....	204
6. Conclusiones	239
7. Trabajos y aplicaciones futuras	240
8. Bibliografía	242

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Evolución de la demanda global de energía eléctrica.....	11
Figura 1.2: Evolución de la participación de las diferentes fuentes de generación energética a nivel mundial.....	13
Figura 3.1: Evolución del consumo de carbón a nivel mundial	18
Figura 3.2: Comparativa de los consumidores mundiales de carbón años 2000-2015.....	18
Figura 3.3: Producción de carbón en el sistema peninsular	19
Figura 3.4: Evolución de la potencia renovable mundial instalada en el periodo 2007-2017.....	19
Figura 3.5: Generación mundial de electricidad por fuente de origen horizonte año 2050	20
Figura 3.6: Acceso de la población global a la electricidad	21
Figura 3.7: Curva demanda energética en el sistema eléctrico peninsular a las 13:00 h del día 30/12/21.....	22
Figura 3.8: Estructura del sistema eléctrico actual.....	23
Figura 3.9: Esquema general de la infraestructura eléctrica futura	24
Figura 3.10: Esquema comparativo entre red eléctrica tradicional e inteligente.....	25
Figura 3.11: Desarrollo mundial de energía solar (Capacidad en GW) periodo 2006-2019.....	26
Figura 3.12: Esquema de un parque basado en tecnología solar fotovoltaica.....	27
Figura 3.13: Colector solar.....	28
Figura 3.14: Esquema de una instalación solar térmica	30
Figura 3.15: Esquema de una instalación tipo de autoconsumo solar fotovoltaico.....	31
Figura 3.16: Evolución y origen de la potencia instalada en América Latina en el periodo 2012-2050.....	33
Figura 3.17: Evolución del precio de instalación de energía solar en América Latina en el periodo 2006-2012	34
Figura 3.18: Radiación solar media en la región sur de América Latina	35
Figura 3.19: Radiación solar media en América	35
Figura 3.20: Radiación solar media en Bolivia	36
Figura 3.21: Ubicación de las plantas solares de Bolivia.....	39
Figura 3.22: Top 15 de países por capacidad solar instalada en MW en el año 2019.....	40
Figura 4.1: Esquema general de una planta solar fotovoltaica conectada a red	42
Figura 4.2: Instalación fotovoltaica aislada.....	43
Figura 4.3: Sistema de autoconsumo pleno.....	44
Figura 4.4: Instalación fotovoltaica sin excedentes.....	45
Figura 4.5: Instalación fotovoltaica con excedentes	46
Figura 4.6: Gestión inteligente de recarga en hogares con autoconsumo	47
Figura 4.7: Efecto fotoeléctrico.....	48
Figura 4.8: Unión PN	49

Figura 4.9: Célula solar monocristalina	51
Figura 4.10: Célula solar policristalina	52
Figura 4.11: Célula solar amorfa.....	53
Figura 4.12: Células monocristalina, policristalina y amorfa.....	53
Figura 4.13: Evolución y eficiencia de los distintos paneles solares	55
Figura 4.14: Curva I-V de un panel solar	57
Figura 4.15: Curva I-V de un panel solar atendiendo a distintos valores de irradiancia.....	58
Figura 4.16: Curva I-V de un panel solar atendiendo a distintos valores de temperatura.....	58
Figura 4.17: Instalación del regulador de carga	59
Figura 4.18: Mecanismo de un seguidor solar	61
Figura 4.19: Comparativa de seguidores solares polares, azimutales, horizontales y a 2 ejes.....	63
Figura 4.20: Esquema de inversor central.....	68
Figura 4.21: Esquema de inversor de cadena	70
Figura 4.22: Esquema de inversor multicadena	71
Figura 4.23: Esquema de inversor de panel o microinversor	72
Figura 4.24: Esquema de un condensador eléctrico	75
Figura 4.25: Esquema de un supercondensador	76
Figura 4.26: Esquema de una inductancia.....	77
Figura 4.27: Esquema de un superconductor	79
Figura 4.28: Esquema de un volante de inercia.....	81
Figura 4.29: Esquema de funcionamiento de una central hidráulica de bombeo	84
Figura 4.30: Esquema de funcionamiento de un sistema CAES.....	86
Figura 4.31: Esquema y fases de una torre de hormigón	88
Figura 4.32: Esquema de una batería de plomo ácido.....	90
Figura 4.33: Batería de Ni-Fe.....	91
Figura 4.34: Batería de Ni-MH empleada en el sector automovilístico	92
Figura 4.35: Batería de Ni-Cd empleada en un automóvil.....	92
Figura 4.36: Esquema de una batería de Li-Ion	94
Figura 4.37: Batería de Li-Po.....	95
Figura 4.38: Detalle de una batería de sales fundidas	96
Figura 4.39: Esquema de funcionamiento de una batería de flujo redox de vanadio.....	98
Figura 4.40: Esquema de funcionamiento de una pila de hidrógeno	102
Figura 4.41: Esquema de funcionamiento de una torre solar de una CSP	104
Figura 4.42: Esquema de funcionamiento de los cilindros parabólicos de una CSP	105
Figura 4.43: Esquema de funcionamiento de una lente Fresnel de una CSP	106
Figura 4.44: Esquema de funcionamiento de un disco Stirling de una CSP	107
Figura 4.45: Central termosolar de concentración (CSP).....	107
Figura 4.46: Esquema resumen de los diferentes sistemas y tecnologías de almacenamiento de energía.....	109

Figura 4.47: Regulación frecuencia - potencia.....	116
Figura 4.48: Regulación tensión - potencia reactiva	117
Figura 4.49: Perfil de capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo generador de parque eléctrico	118
Figura 4.50: Algoritmo de funcionamiento anti-isla	119
Figura 4.51: Tasa de rampa en función del valor de tensión establecida por la SGCC china	123
Figura 4.52: Gráfico de la estrategia basada en limitación del inversor en caso de fluctuación negativa para una tasa de rampa del 10 % y un horizonte predictivo necesario de 10 minutos.....	127
Figura 4.53: Gráfico de la estrategia basada en limitación del inversor en caso de fluctuación negativa para una tasa de rampa del 2% durante el día 25 de octubre de 2013	128
Figura 4.54: Esquema de la estrategia de control de la velocidad de rampa.....	128
Figura 4.55: Requisitos de almacenamiento para diferentes tasas de rampa en la planta de 38,5 MW de potencia total de inversores	130
Figura 4.56: LCOE obtenido tras la simulación para ambas estrategias (almacenamiento versus limitación del inversor) [81].....	131
Figura 4.57: Esquema de integración de un sistema de almacenamiento energético en una planta solar para la regulación de rampas de potencia.....	134
Figura 4.58: Especificaciones de las baterías VRLA y volantes de inercia	135
Figura 4.59: Resultado de las simulaciones del volante de inercia en la planta canadiense	136
Figura 4.60: Resultado de las simulaciones aplicando ambos algoritmos para distintas capacidades en el volante de inercia.....	137
Figura 4.61: Esquema de resumen de las simulaciones aplicando ambos algoritmos para distintas capacidades del volante de inercia	138
Figura 4.62: Esquema de resumen de las simulaciones aplicando el algoritmo RR en las baterías VRLA y el algoritmo DR en los volantes de inercia para distintas capacidades de ambos sistemas de almacenamiento.....	138
Figura 4.63: Esquema de la planta solar	141
Figura 4.64: Perfil de energía fotovoltaica de un día de otoño del año 2014 obtenido de una planta solar estadounidense en Long Island.....	141
Figura 4.65: Perfil de potencia del sistema de almacenamiento energético (ESS) para $T1 = 1$ min	142
Figura 4.66: Histograma del perfil de potencia del HESS para $T1 = 1$ min.....	144
Figura 4.67: Función PDF de PESS para $T1 = 1$ min	145
Figura 4.68: Función CDF de PESS para $T1 = 1$ min.....	146
Figura 4.69: Perfiles de corriente y voltaje de la batería obtenidos a partir de la simulación, suponiendo que el ESS está formado únicamente por baterías VRLA	147
Figura 4.70: Resultados de la simulación del HESS con los perfiles de corriente total de carga-descarga (a), corriente del supercondensador (b), corriente de la batería (c) y voltaje del terminal de almacenamiento HESS (d)	149
Figura 4.71: Esquema general del sistema de almacenamiento de energía BESS para la planta solar	152
Figura 4.72: Convertidor CC-CC bidireccional	152

Figura 4.73: Esquema de control del convertidor CC-CC bidireccional en modo reductor BUCK	154
Figura 4.74: Esquema de funcionamiento de los IGBT's del convertidor CC-CC bidireccional en modo reductor BUCK	154
Figura 4.75: Esquema de funcionamiento de los IGBT's del convertidor CC-CC bidireccional en modo elevador BOOST.....	156
Figura 4.76: Diagrama equivalente del interruptor PWM como reductor BUCK para carga (a) y elevador BOOST para descarga (b)	156
Figura 4.77: Especificaciones del sistema a gran escala en donde se integrará el BESS.....	157
Figura 4.78: Cálculo de la inductancia del BESS	158
Figura 4.79: Cálculo de los condensadores del BESS.....	158
Figura 4.80: Esquema con la tensión de salida del convertidor (a), corrientes de línea en el sistema trifásico (b) y voltaje de salida de una celda en operación unipolar (c)	159
Figura 4.81: Esquema del funcionamiento del BESS en modo carga con la tensión en el bus de continua (a), corriente del inductor (b), tensión de la batería (c) y corriente de carga de la batería (d)	160
Figura 4.82: Esquema que muestra la potencia de los paneles e inversor (a), potencia procesada por la batería en carga-descarga (b), voltaje regulado en el bus de continua (c) y corriente del inductor del convertidor en carga-descarga (d)	161
Figura 4.83: Esquema con las potencias activa y reactiva inyectadas a la red (arriba) y el factor de potencia de la red (abajo)	162
Figura 4.84: Esquema con la operación de descarga que muestra la tensión en IGBT 1 (amarillo), tensión en IGBT 2 (morado) y corriente de la batería (azul)	163
Figura 4.85: Esquema con la operación de carga que muestra la tensión en IGBT 3 (amarillo), tensión en IGBT 4 (morado) y corriente de la batería (azul)	164
Figura 4.86: Esquema con la operación de transición descarga-carga que muestra la tensión de la batería (amarillo) y corriente de la batería (azul).....	164
Figura 4.87: Esquema con la comparación del error (morado) entre la potencia prevista y la generada para una energía fotovoltaica procesada con almacenamiento en batería (azul) versus con la energía pronosticada 15 minutos antes (rojo).....	165
Figura 4.88: Esquema con el promedio diario de desviación en la potencia procesada de la potencia fotovoltaica prevista en función de la clasificación del BESS	166
Figura 4.89: Diferencia de producción solar entre un día despejado, otro nublado y otro parcialmente nublado	167
Figura 4.90: Variación de la frecuencia relativa para una misma variación potencia en el mismo intervalo de tiempo, pero en distintas escalas de tiempo (10 segundos, 1 minuto, 10 minutos y 1 hora)	168
Figura 4.91: Frecuencia de ocurrencia de la tasa de rampa para el 10 % de la potencia nominal de la planta en distintas escalas de tiempo y en dos días de diferentes condiciones solares.....	169
Figura 4.92: Lazo de control de la tasa de rampa de potencia	170
Figura 4.93: Esquema con las salidas de potencia de 6:00 h a 18:00 h (a), salidas de potencia de 10:00 h a 11:00 h (b) y energía almacenada en la batería de 6:00 h a 18:00 h (c)	171
Figura 4.94: Potencias de salida esperada, suavizada y de la batería realizadas sin pronóstico (izquierda) y con un pronóstico de 50 segundos (derecha)	173
Figura 4.95: Límites de rampa para 5 MW/min y con un pronóstico de 50 segundos.....	173

Figura 4.96: Figura 4.95: Límites de rampa para 5 MW/min, con un pronóstico de 50 segundos y con el controlador mejorado.....	174
Figura 4.97: Resultados del flujo de cargas para tres escenarios meteorológicos.....	175
Figura 4.98: Potencia de salida de la planta solar con sistema de almacenamiento de energía (rojo) y sin sistema de almacenamiento de energía (negro)	176
Figura 4.99: Comparación de la variabilidad relativa de un sensor puntual de un panel solar de una planta de 48 MW (gris) frente a la potencia de salida total de la planta solar de 48 MW (negro). {Las unidades del eje de ordenadas se han escalado para facilitar la comparación de las variables}	178
Figura 4.100: Esquema con las entradas y salidas del modelo Wavelet	179
Figura 4.101: Datos de irradiancia solar (GHI) para el mes de abril de 2013 en Mayagüez (Puerto Rico).....	180
Figura 4.102: Resultados de la simulación del modelo WVM para un tamaño de planta de 60 MW en el mes de abril de 2013 en Mayagüez (Puerto Rico) en donde se muestra la tasa de rampa (negro) y el número de violaciones de la tasa de rampa del 10 %/min (rojo).....	181
Figura 4.103: Porcentaje de minutos diurnos con tasas de rampa superiores al 10 % de la capacidad por minuto para distintos tamaños de planta a lo largo de un año en Mayagüez (Puerto Rico).....	182
Figura 4.104: Probabilidad de ocurrencia durante el día de grandes tasas de rampa de un minuto para distintos tamaños de planta durante el mes de septiembre de 2013 en Mayagüez (Puerto Rico)	183
Figura 4.105: Probabilidad de ocurrencia durante el día de grandes tasas de rampa de un minuto para plantas de 60 MW situadas en Puerto Rico, San Diego y Hawái	184
Figura 5.1: Irradiación global horizontal (granate) e irradiación directa normal (rojo) a lo largo del año 2006 en la ubicación de la planta boliviana.....	191
Figura 5.2: Panel JKM330PP-72 de Jinko Solar.....	192
Figura 5.3: Curvas P-V-I del Panel JKM330PP-72 de Jinko Solar.....	193
Figura 5.4: Medidas y partes del Panel JKM330PP-72 de Jinko Solar.....	193
Figura 5.5: Inversor Sunny Central 2750-EV de SMA	194
Figura 5.6: Potencia producida en la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020.....	195
Figura 5.7: Rampas de potencia en la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020.....	197
Figura 5.8: Tasas de rampas de potencia en la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020	198
Figura 5.9: Intervalo de rampa de potencia admisible (rojo) en la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020.....	199
Figura 5.10: Intervalo de tasa de rampa de potencia admisible (rojo) en la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020.....	200
Figura 5.11: Perfil de potencia (carga en verde y descarga en cian) del sistema de almacenamiento de la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020.....	201
Figura 5.12: Perfil energético (carga en verde y descarga en cian) del sistema de almacenamiento de energía de la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020	202
Figura 5.13: Duración y tiempo de los eventos energéticos (carga en verde y descarga en cian) del sistema de almacenamiento de la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020.....	203

Figura 5.14: Parámetros para realizar el cálculo del LCOES.....	209
Figura 5.15: Estrategia de control del sistema de almacenamiento de baterías	211
Figura 5.16: Duración de las violaciones de tasas de rampa en baterías LFP (magenta) y LTO (verde)	212
Figura 5.17: LCOES en baterías LFP (magenta) y LTO (verde)	213
Figura 5.18: Valores óptimos del sistema de almacenamiento energético.....	214
Figura 5.19: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020.....	216
Figura 5.20: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el 3 de octubre de 2019	217
Figura 5.21: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el 1 de enero de 2020	218
Figura 5.22: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el 1 de junio de 2020	219
Figura 5.23: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el 17 de julio de 2020	220
Figura 5.24: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el primer trimestre de 2020	221
Figura 5.25: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el tercer trimestre de 2020.....	222
Figura 5.26: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el mes de febrero de 2020	223
Figura 5.27: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el mes de septiembre de 2020	224
Figura 5.28: Perfil de potencia (carga en verde – descarga en cian) y límite de funcionamiento (rojo) de las baterías de la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020...	225
Figura 5.29: Estado de carga de la batería (azul) con sus límites de carga (rojo) y de control (verde) durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020.....	226
Figura 5.30: Comparación de los gastos ocasionados debido a la violación de las tasas de rampa durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020 en los casos de sin sistema de almacenamiento energético (azul), baterías LTO (naranja) y baterías LFP (amarillo).....	227
Figura 5.31: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020	229
Figura 5.32: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para el 3 de octubre de 2019	230
Figura 5.33: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación	

de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para el 1 de enero de 2020.....	231
Figura 5.34: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para el 1 de junio de 2020	232
Figura 5.35: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para el 17 de julio de 2020	233
Figura 5.36: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para el primer trimestre de 2020 ..	234
Figura 5.37: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para el tercer trimestre de 2020	235
Figura 5.38: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para febrero de 2020.....	236
Figura 5.39: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para septiembre de 2020.....	237
Figura 5.40: Comparación de los gastos ocasionados debido a la violación de las tasas de rampa durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020 en los casos de sin sistema de almacenamiento energético (azul) y con baterías LTO (naranja), así como el ahorro obtenido a causa de la instalación de las baterías (amarillo) en dicho periodo.....	238

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1: Periodos de funcionamiento en función del rango de frecuencia.....	115
Tabla 4.2: Periodos de funcionamiento en función del rango de tensión.....	117

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 4.1, donde W es la energía disponible o almacenada [J], V es el volumen de agua en el depósito superior [m ³], ρ es la densidad del agua [kg/m ³], g es el valor de la gravedad [m/s ²] y H es la diferencia de cotas entre ambos embalses.....	82
Ecuación 4.2, donde $\Delta P(t)$ es la tasa de rampa [%/s], $P(t)$ es la potencia producida en un instante de tiempo dado [kW], $P(t-\Delta t)$ es la potencia producida en el instante de tiempo anterior [kW], Δt es el intervalo de tiempo transcurrido entre mediciones [s] y P es la potencia nominal de la planta [kW]	120
Ecuación 4.3, donde $Prob_{RRV}$ es la probabilidad de violación de la tasa de rampa [%], n_{RRV} es el número de registros de potencia que no cumplen con la tasa de rampa impuesta y N_{rec} es el número total de registros obtenidos de las mediciones de campo o simulaciones	125
Ecuación 4.4, donde C_{BAT} es la capacidad de la batería [kWh], $r_{m\acute{a}x}$ es la tasa de rampa [%/s] y τ es la constante de tiempo [s] [81]	129
Ecuación 4.5, donde LCOE es el coste nivelado de la energía [€/kWh], I_t son los gastos de inversión al año [€/año], M_t son los costes de operación y mantenimiento al año [€/año], F_t son los gastos de combustible al año [€/año], E_t es la energía total generada al año [kWh/año], r es la tasa de descuento [%], t es el periodo año tras año [año] y n es la vida útil total esperada de la planta [años] [81]	130

Ecuación 4.6, donde P_d (s) es la potencia suavizada despachada [kW], PPV (s) es la potencia generada por los paneles [kW], s es el operador de Laplace y T_1 es el factor de suavizado [min]. En este caso, fue tomado $T_1 = 1$ min, aunque en otras circunstancias, debe de tomarse como valor de T_1 el valor de la tasa de rampa máxima..... 142

Ecuación 4.7, donde P_{ESS} (t) es la potencia almacenada en el sistema ESS [kW], PPV (s) es la potencia generada por los paneles [kW] y P_d es la potencia suavizada despachada [kW] 143

Ecuación 4.8, donde $F(x)$ es la CDF del perfil de potencia del HESS, P_{ESS} es la potencia almacenada en el sistema HESS [kW] y Φ_{est} es el vector de valores de densidad 145

Ecuación 4.9, donde D es el ciclo de trabajo de los IGBT's S_1 y S_2 , V_{DC-bus} es la tensión en el bus de continua y V_{batt} es la tensión de la batería..... 155

Ecuación 4.10, donde RR es la tasa de rampa de potencia [MW/segundo], $|\Delta P|$ es la variación de potencia en el intervalo de tiempo [MW], T_s es el intervalo de tiempo [segundos] y t es la escala de tiempo [segundos] [85]..... 168

Ecuación 5.1, donde dP/dt es la tasa de rampa [MW/min], $P(t)$ es la potencia producida en un instante de tiempo dado [MW], $P(t-\Delta t)$ es la potencia producida en el instante de tiempo anterior [MW] y Δt es el intervalo de tiempo transcurrido entre mediciones [1 minuto en este caso]..... 196

Ecuación 5.2, donde $LCOE$ es el Coste Nivelado de Energía [€/MWh], I_i es el gasto de inversión cada año [€/año], M_t es el gasto de operación y mantenimiento cada año [€/año], F_t es el gasto de combustible cada año [€/año], E_t es la producción energética cada año [MWh/año], r es la tasa de descuento [%], t es el período de cada año [año] y n es la vida útil de la instalación [años]..... 207

Ecuación 5.3, donde $LCOES$ es el Coste Nivelado de Energía y Almacenamiento [€/MWh], I_{ESS} es el gasto de inversión de la planta solar [€/MW], I_{PS} es el gasto de inversión del sistema de almacenamiento energético [€/MW], M_{PS} es el gasto de operación y mantenimiento de la planta solar cada año [€/MW al año], RR_C es el gasto por penalización debido a la violación de la tasa de rampa [€/MWh], M_{ESS} es el gasto de operación y mantenimiento del sistema de almacenamiento energético cada año [€/MW al año], C_{ESS} es el coste de carga del sistema de almacenamiento energético cada año [€/MWh al año], E_{grid} es la energía inyectada a la red cada año [MWh/año], r es la tasa de descuento [%], n_{PS} es la vida útil de la planta solar [años], n_{ESS} es la vida útil del sistema de almacenamiento energético [años] y d es la tasa de degradación anual de la instalación [%] .. 208

Resumen

La presente memoria recoge el análisis de un sistema de almacenamiento para grandes plantas fotovoltaicas. La gran introducción de energía solar fotovoltaica a la red durante los últimos años ha dejado la problemática de las rampas de potencia. Se hará una revisión y descripción del estado actual de esta tecnología, un estudio de las investigaciones y normativa acerca del tema, así como una descripción del caso a estudiar y una solución de almacenamiento para el mismo.

1. Introducción

Durante los últimos años, se ha vivido un gran auge de las energías renovables.

La energía siempre ha ido ligada a la evolución social y económica de la humanidad. Los consumos energéticos se han ido elevando año tras año desde la I Revolución Industrial en el siglo XVIII. El incremento del consumo energético ha ido también de la mano de una mejora en la calidad de vida de las personas. Hoy en día, es difícil imaginarse algún aspecto de nuestras vidas en el que no se requiera un consumo energético. Ha sido durante el siglo XX y siglo XXI cuando este consumo energético se ha disparado de forma prácticamente anual, debido al gran desarrollo industrial y tecnológico que se ha vivido. Además, se prevé que este consumo energético siga aumentando de manera significativa durante los próximos años como puede verse en la Figura 1.1.

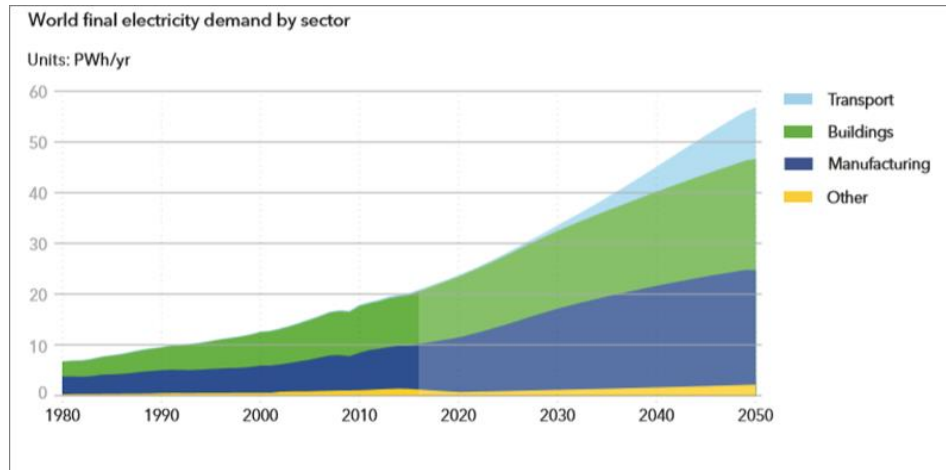


Figura 1.1: Evolución de la demanda global de energía eléctrica [1]

Sin embargo, lo que sí ha cambiado a lo largo de los años son las fuentes de las que se obtiene la energía.

A lo largo del siglo XX y gran parte de lo que llevamos de siglo XXI, han sido los combustibles fósiles tales como el carbón, el petróleo y el gas los que han jugado un papel clave como fuentes energéticas.

A lo largo de los años, no se le dio excesiva importancia a los asuntos relacionados con fuentes agotables y cambio climático debido a las emisiones producidas que dichas fuentes suponían. Sin embargo, durante los últimos años del presente siglo, las evidencias tanto científicas como presenciales del calentamiento global, así como al gran desarrollo tecnológico de las renovables, han supuesto un gran cambio en la procedencia de las fuentes energéticas.

Las últimas cumbres climáticas dejan claro el cambio de paradigma que se debe seguir: si se quiere revertir el cambio climático, el uso de las energías renovables y el abandono de los combustibles fósiles ha de realizarse ya.

Sin embargo, son muchos los obstáculos que estas cumbres y los acuerdos surgidos de ellas se han encontrado. Muchos países, pese a las evidencias ya más que claras del cambio climáticos, son aún reticentes a este cambio de modelo energético, ayudado en muchos casos en el gran aumento de demanda energética que se espera en los años venideros, y la duda de que las energías renovables sean capaces de satisfacerla, unida a la gran inversión que habrá que realizar para la incorporación de las mismas. [2]

Nos enfrentamos también al reto de que muchos países en vías de desarrollo, así como potencias ya asentadas, son las más reticentes a la adopción de estas medidas. En el caso de la Unión Europea, esta se ha marcado dos objetivos a medio-largo plazo. En primer lugar, los objetivos para el año 2030 serán una reducción del 40% en la emisión de gases de efecto invernadero, uso de al menos un 32% de energías renovables en el mix de generación, y mejorar la eficiencia energética en al menos un 32,5%. [3]. Para el año 2050, se marca el objetivo de alcanzar cero emisiones de gases de efecto invernadero. [4]

No obstante, la irrupción de las energías renovables es ya una realidad, y su constante desarrollo en los años venideros para suplir a las fuentes energéticas tradicionales de combustibles fósiles es imparable como puede verse en la Figura 1.2.

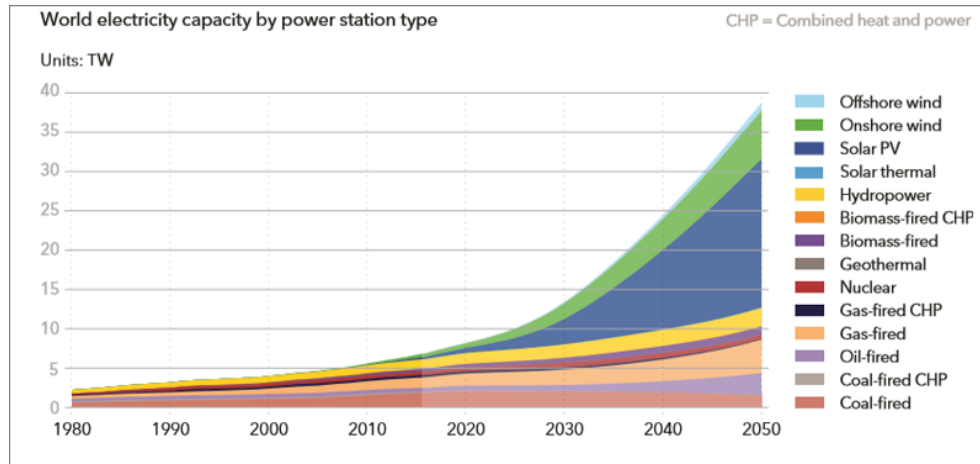


Figura 1.2: Evolución de la participación de las diferentes fuentes de generación energética a nivel mundial [1]

Como bien puede observarse en la Figura 1.2, de cara al año 2050, y extrapolando también más allá para años futuros, el ascenso de las energías renovables es imparable. Cabe destacar también, además de por su clara importancia, por la relación que con este trabajo tiene, el inmenso desarrollo que la energía solar fotovoltaica tendrá sobre el resto de energías renovables.

No obstante, la implantación de las energías renovables en general, y de la energía solar fotovoltaica, también tienen lógicamente sus inconvenientes. Principalmente, tienen menos capacidad energética que las centrales de combustibles fósiles convencionales, y dependen en gran cantidad de la disponibilidad de las condiciones meteorológicas: el sol, el agua y el viento, por ejemplo, varían mucho de unas épocas a otras, de año en año, e incluso tienen una gran variabilidad en periodos muy cortos de tiempo como pueden ser periodos horarios o minutos. El Sol, por ejemplo, puede variar en minutos debido a la presencia de nubes y el viento, puede sufrir puntuales rachas de aire.

Esta variabilidad, a su vez, supone un gran desafío actual para la incorporación masiva de energía renovable, y solar y eólica en particular a la red. Este trabajo pretende precisamente dar respuesta a esta problemática, realizando un análisis de un sistema de almacenamiento que amortigüe estos efectos estocásticos, haciendo también una revisión y descripción del estado actual de las investigaciones y normativa acerca del tema.

2. Justificación, objetivos y motivación

Como ya se ha mencionado anteriormente, sustituir las fuentes de generación convencionales a base de combustibles fósiles por energías renovables, supone una serie de desafíos y dificultades.

Los combustibles fósiles dan una estabilidad bastante continua a la red. El carbón, el gas, el petróleo y el combustible nuclear, bien tienen un suministro constante, o bien pueden ser almacenados, lo que conlleva a que pueden ser usados en cualquier momento que sean necesarios. Las fuentes de energía renovable, tales como el agua, el viento y el sol, no tienen esta capacidad si se habla en general de grandes cantidades de energía. No pueden ser requeridas en cualquier momento ya que su suministro no es constante. Estas fuentes dependen de condiciones meteorológicas que se escapan al control del hombre. Sí que es verdad que el agua puede almacenarse, pero en embalses. Aun así, está sometida enormemente a las condiciones climatológicas. También es verdad que, en la actualidad, existen modelos predictivos meteorológicos muy precisos, que nos permiten conocer y anticipar posibles cambios meteorológicos. Sin embargo, la meteorología no es ni mucho menos una ciencia precisa, y fenómenos adversos meteorológicos, aunque puntuales, pueden tener un gran impacto negativo en la estabilidad de la red eléctrica. Además, día a día la inyección de energía renovable a la red es mayor, lo que acentúa aún más el problema de dar estabilidad a la red eléctrica.

Está también la problemática del almacenamiento energético. Sí que es verdad, que la energía puede ser almacenada en cantidades relativamente ya considerables, aumentando estas con el desarrollo de la tecnología prácticamente año a año. Sin embargo, el almacenamiento energético para consumo en grandes cantidades está aún lejos en el horizonte. Unido a este problema, está el del modelo generación-consumo instantáneo. El modelo actual de red energética se basa en que la energía debe ser generada en grandes centrales en el momento en el que esta es demandada para su consumo, debido al problema comentado anteriormente de

la imposibilidad de almacenar energía en grandes cantidades. Estos problemas no suponían un gran escollo en el caso de las fuentes de energía convencionales a base de combustibles fósiles, ya que como ya se mencionó, se puede tener disponibilidad de estas cuando se quiera. Esto no ocurre en el caso de las energías renovables, por lo que esta problemática comentada, tiene un gran impacto negativo en la incorporación de dichas renovables a la red.

Actualmente, las principales vías que se contemplan para dar solución a estos problemas, son el desarrollo de grandes sistemas de almacenamiento por un lado, y por otro lado, el cambio de modelo de red eléctrica convencional a uno basado en smart grids. La combinación de ambas (grandes sistemas de almacenamiento – smart grids), es el objetivo final al que se quiere llegar.

Como puede deducirse de todo ello, nos encontramos inmersos en un gran cambio de modelo energético que avecina ya cambios palpables, pero que sobre todo augura grandes cambios en los años venideros.

Es este reto energético el que motiva la realización de este trabajo. Son muchos los problemas que aún hay que solucionar, y en un periodo relativamente pequeño de tiempo, pues la desconexión de centrales de combustibles fósiles y su sustitución por la incorporación casi masiva de energía renovable a la red, el cambio climático, los coches eléctricos, las smart grids, etc, son ya toda una realidad. Además, se espera que para el año 2050 la energía solar fotovoltaica sea la principal fuente mundial de generación energética. [1]

Los objetivos de este trabajo serán dar respuestas y/o soluciones a dicho reto energético en lo referido al diseño de un sistema de almacenamiento para grandes plantas fotovoltaicas, así como también una descripción del estado actual de dicha tecnología, con una revisión de las investigaciones actuales y normativa acerca del tema.

3. Antecedentes

Como ya se mencionó anteriormente, nos encontramos inmersos en un gran cambio de modelo energético. A continuación, se describirá dicho contexto energético, y los cambios vividos respecto a los años pasados. Se hará hincapié en el papel que las energías renovables están teniendo, especialmente la energía solar fotovoltaica, particularizando ya más aún su situación el caso de sistema fotovoltaico a estudiar en este trabajo.

3.1. Contexto energético

A lo largo del siglo XX y gran parte aún del siglo XXI, las centrales energéticas han estado utilizando combustibles fósiles tales como carbón, gas y petróleo, así como otros combustibles no renovables tales como el combustible nuclear a base de uranio. El modelo energético consistía en la utilización de grandes centrales no renovables que abastecían la demanda energética. Sin embargo, con el paso de los años, y especialmente en los últimos años del siglo XXI, este modelo ha ido cambiando. En gran parte, el motivo de cambio ha sido la gran emisión de gases de efecto invernadero que dichas centrales producen, y que contribuyen al aceleramiento del cambio climático.

Ya a finales del siglo XIX, se realizaron los primeros estudios acerca de impacto que el hombre y la emisión de gases de efecto invernadero tenía sobre el clima. Sin embargo, no fue hasta la década de los años 50 del siglo pasado cuando se empezaron a realizar demostraciones de que los gases de efecto invernadero producían alteraciones climáticas. A partir de este momento, las evidencias del fenómeno del calentamiento global fueron más palpables a través de estudios científicos, y evidencias presenciales, siendo las más destacadas y fácilmente visibles las del derretimiento de los casquetes polares en zonas del Ártico y el Antártico. No fue de todas formas hasta los años 80 del siglo XX cuando se empezaron a alcanzar consensos y acuerdos mundiales acerca del calentamiento global. [5]

A partir de ello, han sido numerosas las cumbres del clima que se han ido

realizando, y que han ido concienciando poco a poco a gobiernos y demás instituciones, así como a la población en general, de los peligros que el cambio climático supone y la necesidad del cambio de modelo energético, así como también la necesidad de llegar a acuerdos para revertir dicho cambio, acuerdos en los que las energías renovables han tenido una enorme importancia. [6]

No obstante, estos acuerdos se han topado en numerosas ocasiones con que los países en vías de desarrollo e incluso aquellos que más emisiones de gases de efecto invernadero producen a nivel mundial, se han negado a reducir el uso de combustibles fósiles. [7]

Destacable es el caso del carbón, ya que ha sido por lo general el combustible fósil más usado para la producción de energía. Su uso se ha ido reduciendo en países desarrollados, principalmente europeos, y reduciéndose-estancándose en países en vías de desarrollo y países industrializados de Asia, principalmente en China e India, como puede verse en la Figura 3.2. A nivel concreto del sistema peninsular, el cierre completo de las minas de carbón, y casi total de las centrales térmicas que lo usan como combustible fósil, queda más que palpable en la Figura 3.3.

CONSUMO DE CARBÓN EN EL MUNDO

Millones de toneladas equivalentes de carbón

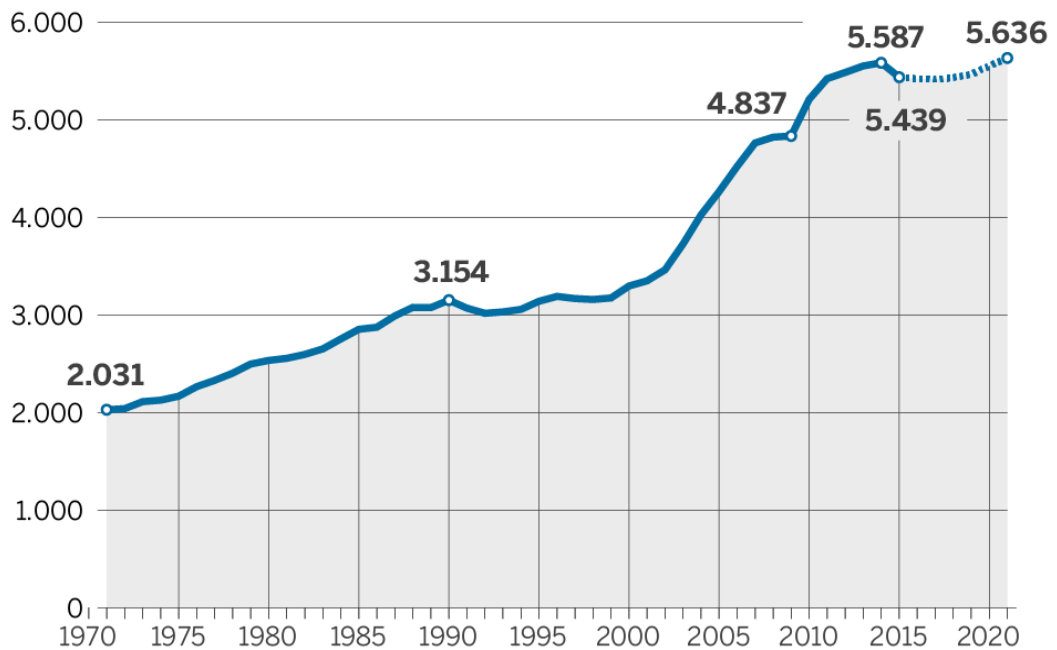


Figura 3.1: Evolución del consumo de carbón a nivel mundial [8]

CONSUMIDORES DE CARBÓN

En % del total

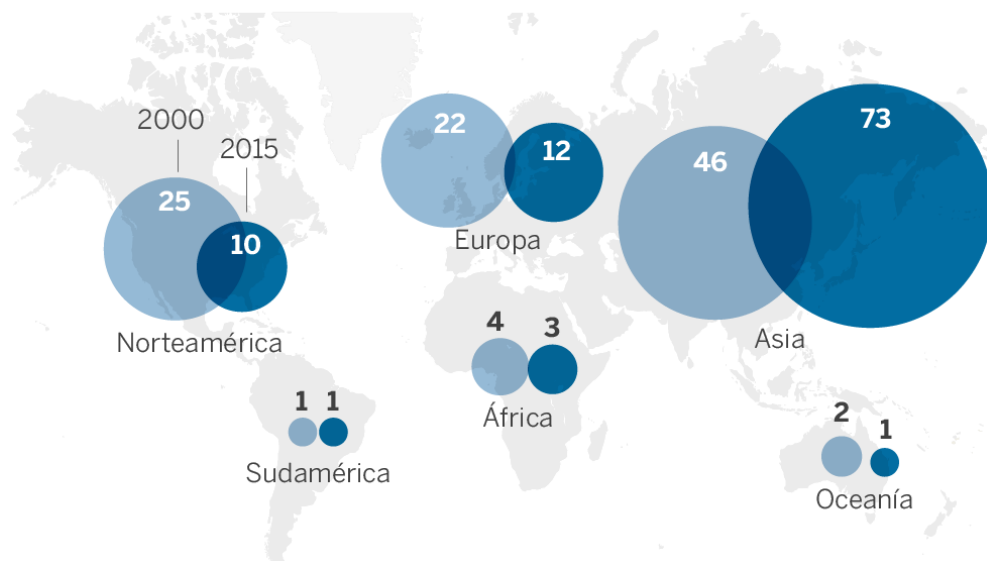


Figura 3.2: Comparativa de los consumidores mundiales de carbón años 2000-2015 [8]

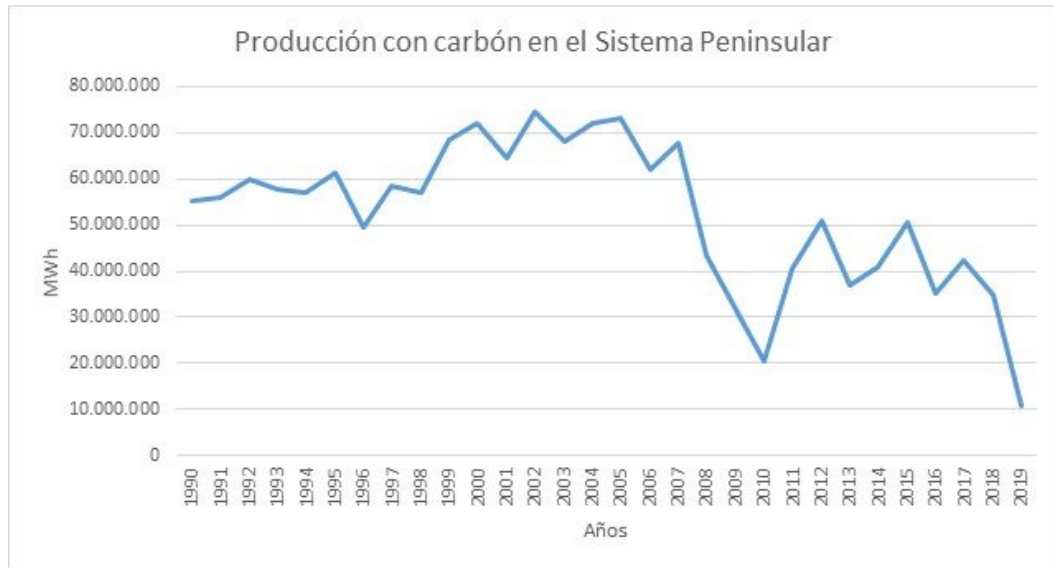


Figura 3.3: Producción de carbón en el sistema peninsular [9]

A su vez, y como contrapeso a esta disminución en el uso de energías no renovables para la producción energética, las energías renovables han ido incrementándose durante los últimos años como puede observarse en la Figura 3.4.

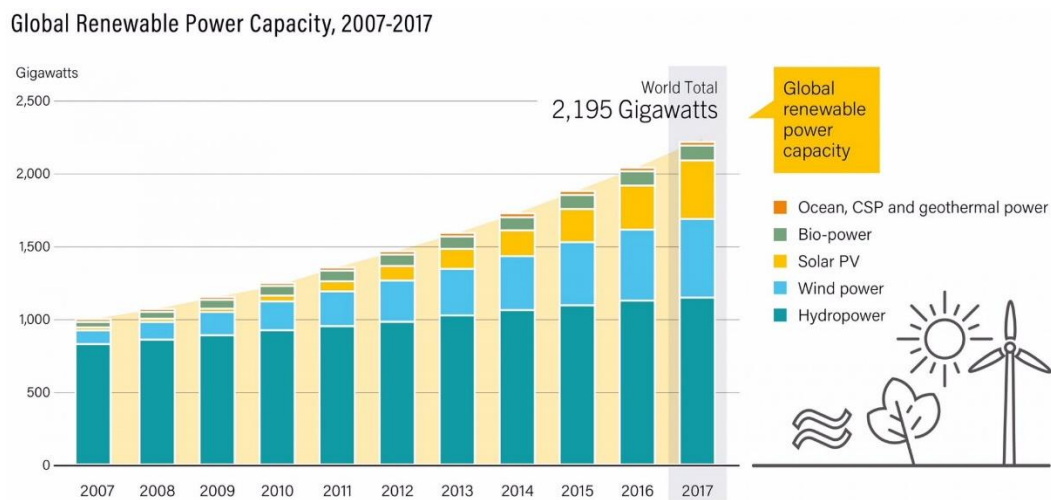


Figura 3.4: Evolución de la potencia renovable mundial instalada en el periodo 2007-2017 [10]

Sin embargo, en muchos casos, la instalación de energía renovable es aún insuficiente. El continuo avance de la tecnología en este sector, y el progresivo cierre de centrales de combustibles fósiles, anticipan unos años venideros en el que la instalación de energía renovable en detrimento de los combustibles fósiles se hará más que palpable, tal y como muestra la Figura 3.5.

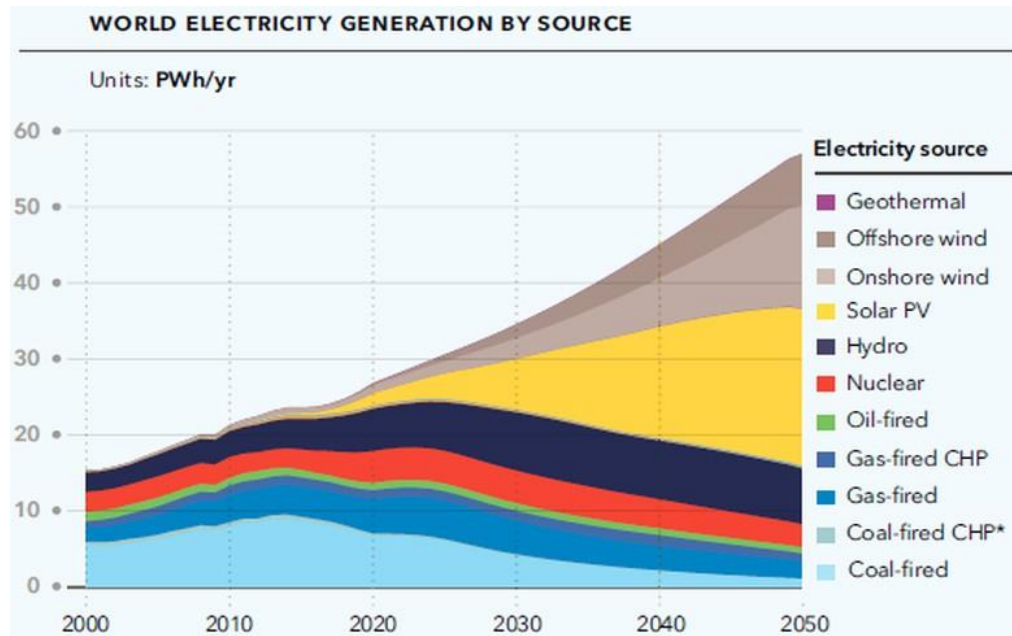


Figura 3.5: Generación mundial de electricidad por fuente de origen horizonte año 2050 [11]

En la Figura 3.5, también puede observarse como las energías renovables solar y eólica acapararán gran parte de la generación renovable para el año 2050, destacando el grandísimo desarrollo de la eólica marina u offshore, y el papel de la energía solar fotovoltaica no sólo como energía renovable principal, sino también como fuente de energía mayoritaria de generación en todos los ámbitos.

Además de ser la sustitución de los combustibles fósiles para frenar el cambio climático, las energías renovables tienen también como objetivo el de aumentar el porcentaje de población mundial que tiene acceso a la electricidad. Aunque en los países desarrollo e industrializados el acceso a la energía es ya más que una realidad, una necesidad para nuestro modelo de vida y sociedad, lo cierto

es que se calcula que aún existen casi 800 millones de personas, es decir, un 12% de la población mundial sin acceso a la electricidad, una cifra extremadamente sorprendente para el desarrollo tecnológico mundial. [12]



Figura 3.6: Acceso de la población global a la electricidad [13]

Sin embargo, en los años venideros, se espera que gran parte de la población mundial que a día de hoy no tiene acceso a la electricidad, vaya progresivamente teniéndolo, ayudando las energías renovables en gran parte a ello debido a la buena disponibilidad de dichos recursos tales como sol, viento y agua por dichos países en desarrollo como es el caso de zonas de América Latina, una parte muy considerable de Asia, y África en casi su totalidad.

Las energías renovables también contribuirán en gran parte a la dependencia energética que unos países tienen de otros, destacando las actuales dependencias energéticas del Norte de África, Rusia y Golfo Pérsico en materia de gas, y de los países del Golfo Pérsico en su mayoría y Rusia en materia de petróleo. Se pretende entonces desvincular así la política energética de los conflictos e intereses geopolíticos, que entre muchos otros, cabe destacar uno que afecta negativamente a España, como es el caso del suministro de gas por parte de Argelia debido al conflicto que este país mantiene con su vecino Marruecos. [14]

Otro de los aspectos importantes en los que las energías renovables están formando parte, y que ya se mencionó anteriormente, es el cambio de modelo de red eléctrica. Tradicionalmente, el modelo de red eléctrica se ha basado en que la generación se adaptada constantemente a la demanda. A su vez, esta generación se ha realizado en grandes centrales localizadas lejos de los puntos de consumo, centrales que en su mayoría eran térmicas a base de combustibles fósiles, aunque también cabe destacar el papel de las centrales hidroeléctricas, cuya generación a una escala ya considerable se remonta a muchas décadas atrás.

El sistema funciona de tal manera que el operado de la red, Red Eléctrica de España, en el caso de nuestro país, debe de equilibrar constantemente la relación generación-demanda, ya que cabe recordar que el almacenamiento de energía en grandes cantidades es aún imposible de realizar. Esta relación se equilibra en gran parte gracias a la ayuda de modelos predictivos y curvas de consumo-generación como la que se muestra en la Figura 3.7, ya que, gracias a estos, se sabe cuáles son los periodos en los que generalmente se demanda más o menos energía, y por consiguiente, cuáles son los periodos en los que se tiene que producir más o menos energía, haciendo también hincapié en qué fuentes de generación están disponibles en ese momento para la producción energética.

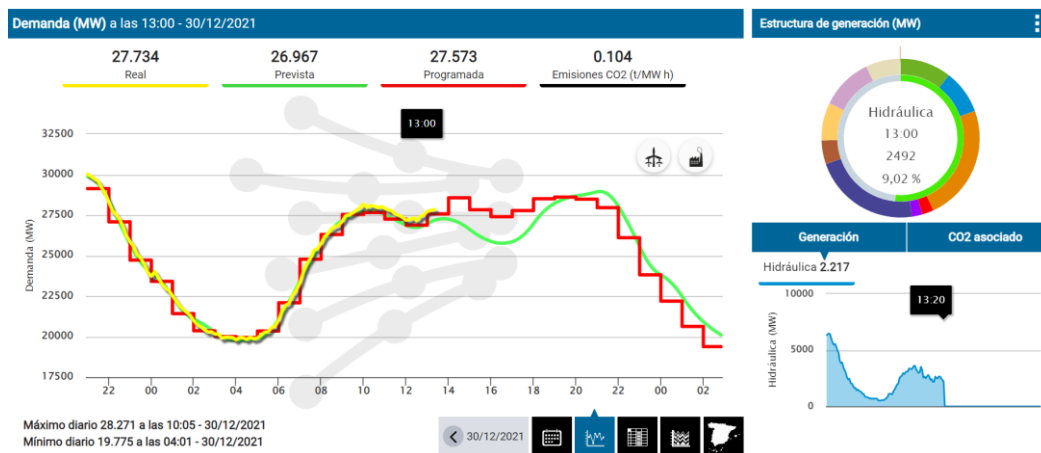


Figura 3.7: Curva demanda energética en el sistema eléctrico peninsular a las 13:00 h del día 30/12/21 [15]

A su vez, la estructura de transmisión del sistema eléctrico actual se compone de las centrales donde se genera la energía, la red de transporte, la red de distribución y finalmente el consumo, como puede verse en la Figura 3.8.

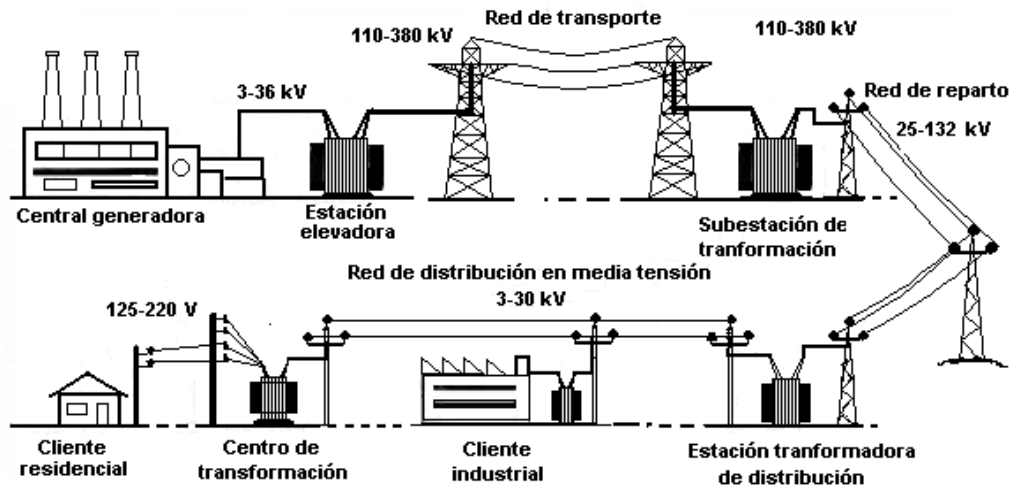


Figura 3.8: Estructura del sistema eléctrico actual [16]

El modelo al que se quiere avanzar, para sustituir al mencionado actual, es un modelo basado en la generación distribuida y las redes eléctricas inteligentes (smart grids). Este nuevo modelo consistiría en que la energía sería generada por medio de muchas centrales renovables situadas mucho más cerca de los puntos de consumo, incluso in situ.

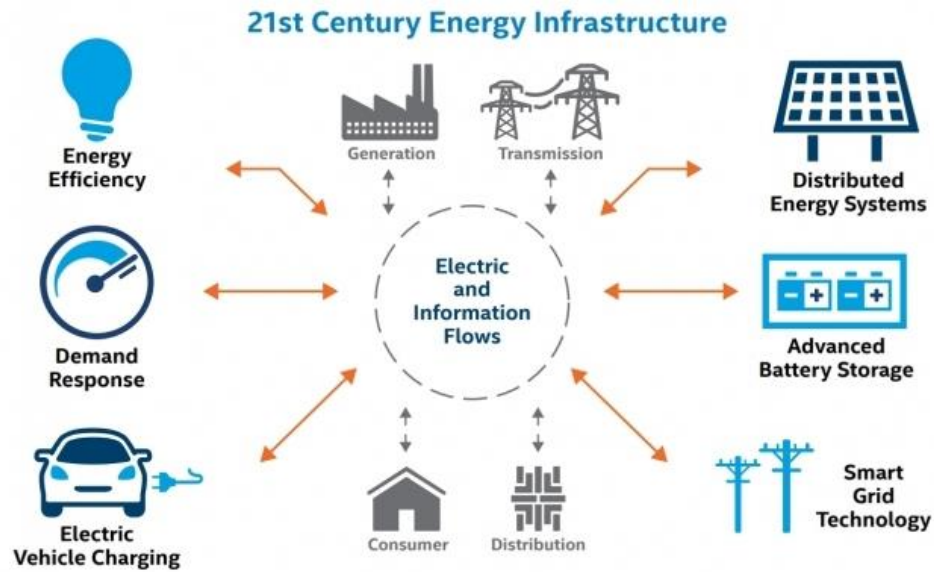


Figura 3.9: Esquema general de la infraestructura eléctrica futura [17]

Para lograr todo ello, será necesario el desarrollo de:

- Energías renovables: Serán la fuente de generación principal e incluso única en este nuevo modelo de red, ya que permitirán el acercamiento de los puntos de generación a los de consumo, además de dar posibilidad al autoconsumo.
- Sistemas de almacenamiento: Serán necesarios para equilibrar la curva generación-demanda, ya que pese a haber buenos modelos predictivos de fenómenos meteorológicos, en el caso de que estos se produzcan, será necesario abastecer con energía almacenada a dichos sistemas cuando esta no se pueda producir.
- Smart grids: Las redes eléctricas inteligentes, ligadas directamente al desarrollo de nuevas tecnologías como el 5G, la inteligencia artificial, big data, IoT, etc, serán imprescindibles para la correcta y eficiente gestión de un sistema eléctrico mucho más complejo que el actual, ya que el nuevo sistema se compondrá de muchas más centrales generadoras, y tendrá nuevos escenarios como la incorporación masiva de puntos de recarga para coches eléctricos,

autoconsumidores que en momentos determinados verterán su energía a la red, y en otros precisen de energía de ella, etc.

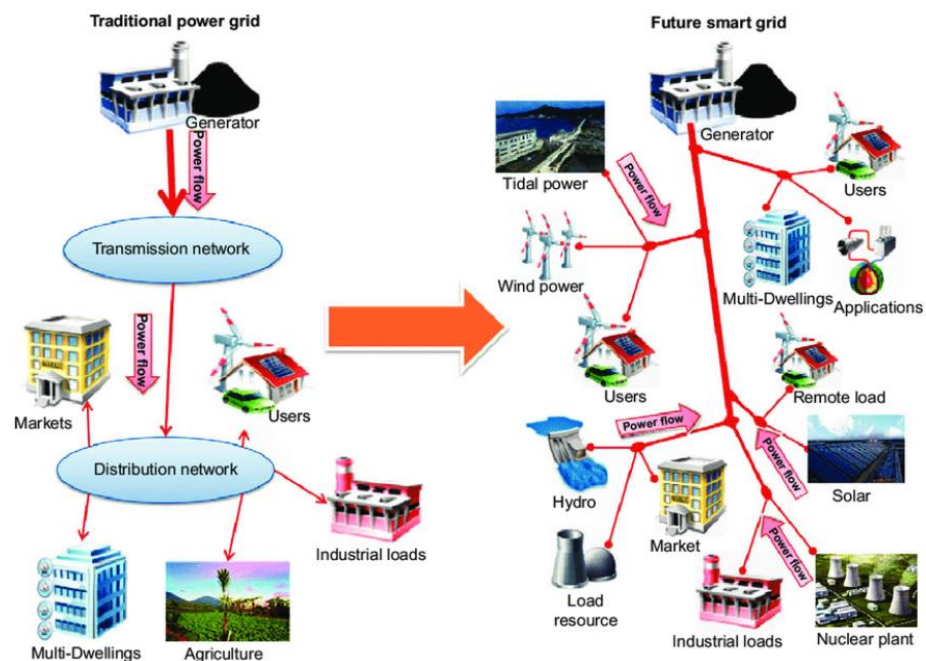


Figura 3.10: Esquema comparativo entre red eléctrica tradicional e inteligente [18]

3.2. Energía solar

Como ya se ha podido ver anteriormente en la Figura 1.2 y Figura 3.5, la energía solar será la energía que más desarrollo tenga en los años venideros, siendo la energía mayoritaria no sólo renovable, si no que en términos generales en el año 2050.

Nuestro planeta recibe del orden de alrededor de 180 PW de radiación solar en capas altas de la atmósfera, por lo que es obvio pensar que la energía solar ha de ser una fuente de energía de enorme potencial tanto por su capacidad como su origen renovable. Por ello, la tecnología solar empezó su desarrollo allá por finales de la década del silo XIX, sin embargo, la gran disponibilidad y capacidad energética de combustibles fósiles tales como el carbón, el petróleo y el gas,

hicieron que la tecnología solar estuviera en un segundo plano durante el siglo XX y parte del siglo XXI, pese a que su desarrollo teórico y tecnológico estuvo en constante avance. Sin embargo, durante la primera década del presente siglo, esto se fue revirtiendo, y poco a poco la energía solar se fue desarrollando continuamente de manera muy importante durante los últimos años, crecimiento que es imparable.

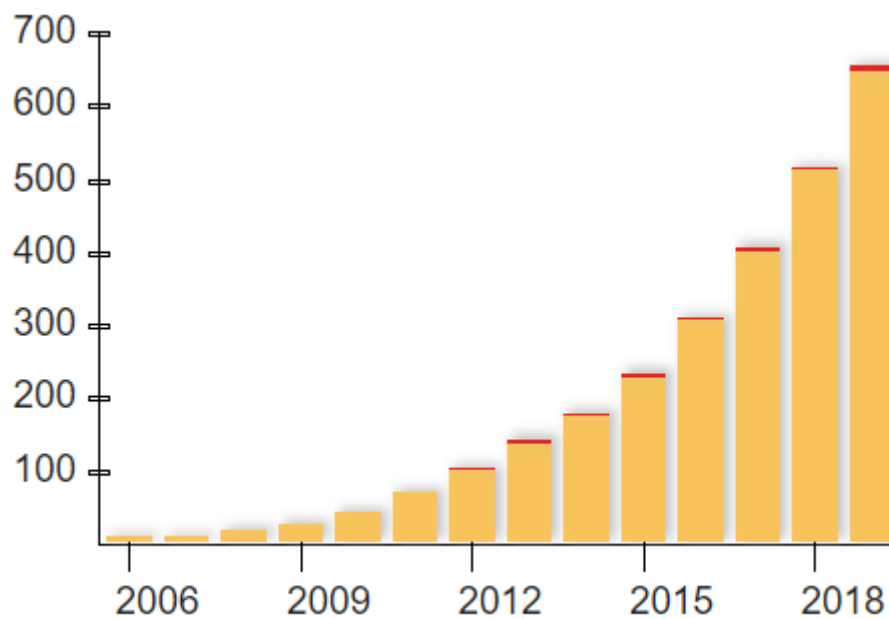


Figura 3.11: Desarrollo mundial de energía solar (Capacidad en GW) periodo 2006-2019 [19]

No obstante, hablar de energía solar como término general es algo inexacto, ya que existen varias tecnologías de este tipo, principalmente fotovoltaica y térmica.

La energía solar fotovoltaica es quizá la tecnología de este tipo más utilizada y conocida. Esta tecnología está basada en el efecto fotoeléctrico, y consiste fundamental en aprovechar la energía proveniente del Sol para producir electricidad. Este efecto consiste en la emisión de electrones cuando sobre un material incide una radiación electromagnética. Extrapolando esto a los paneles solares, cuando la luz incide sobre los materiales semiconductores de los paneles

solares, se emiten electrones que a su vez generan energía. Los paneles fotovoltaicos pueden ser a su vez cristalinos (monocristalinos y policristalinos) o amorfos. El material más utilizado en todos ellos es el silicio. Esto se ampliará de dotas formas en apartados posteriores.

A su vez, un panel solar por sí mismo genera una potencia del orden de 160 a 500 W. Estas potencias son lógicamente muy pequeñas para llevarlas a una escala industrial, por lo que las centrales solares fotovoltaicas se componen de numerosos paneles distribuidos en cadenas. Después, esta corriente continua generada en los paneles debe de ser transformada en corriente alterna por medio de inversores, a la salida de los cuales se conectan a su vez a estaciones transformadoras para elevar la tensión y así poder transportar la energía por la red eléctrica hasta los puntos de consumo. En aquellos casos en los que se requiera únicamente consumo de alterna o bien el uso sean paneles para autoconsumo, esta estructura de instalación mencionada será lógicamente distinta. También se explicará esto más en detalle en apartados posteriores.

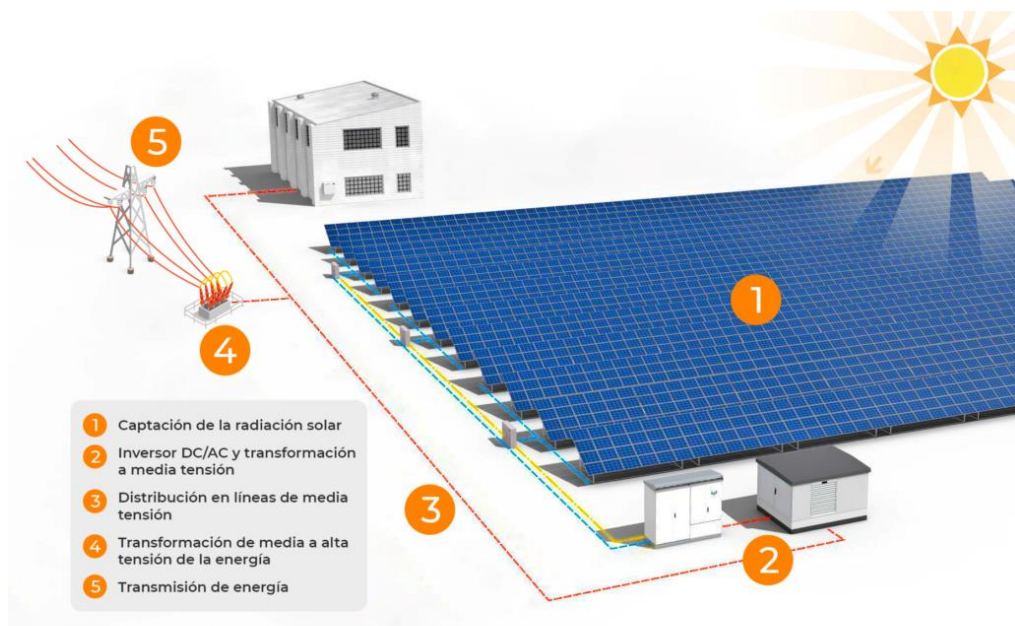


Figura 3.12: Esquema de un parque basado en tecnología solar fotovoltaica

[20]

La energía solar térmica utiliza la energía proveniente del Sol para producir calor, es decir, energía térmica, principalmente para calentar agua para uso sanitario u otros. Para ello, se usan unos dispositivos denominados colectores, que son similares a las placas fotovoltaicas.

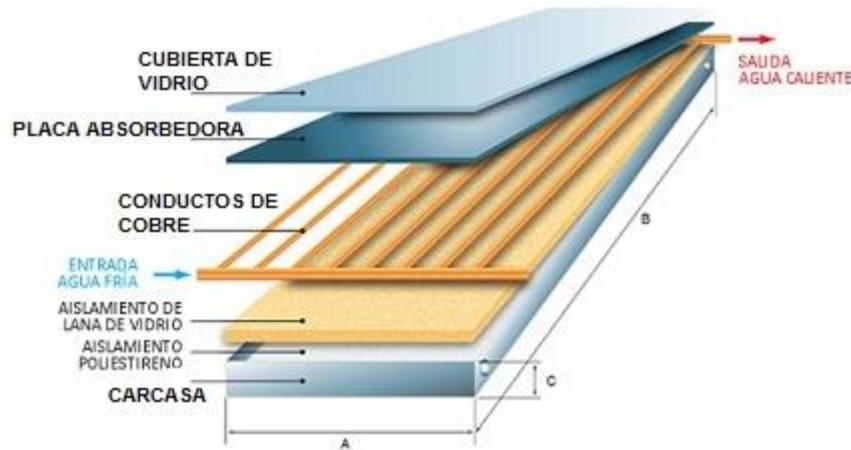


Figura 3.13: Colector solar [21]

Dichos colectores cuentan con partes como:

- Carcasa: Protege el colector de factores externos
- Cubierta: Concentra los rayos incidentes para enfocarlos sobre la placa absorbedora
- Placa absorbedora: Absorbe la radiación solar para transmitir la energía de esta al líquido que circula por su interior
- Conductos: Tubos por donde circula el líquido, y el cuál lo conducen hasta el tanque de acumulación

Los colectores se clasifican también en 3 grandes categorías atendiendo a su temperatura:

- Baja temperatura: Trabajan en rangos de temperaturas de 60 °C - 80 °C. Sus principales usos son para calentamiento de agua de uso doméstico o procesos industriales como el lavado textil

- Media temperatura: Trabajan en rangos de temperaturas de 90 °C - 320 °C. Es muy utilizado en procesos de secado industrial como el secado de la madera o el de la biomasa.
- Alta temperatura: Trabajan en temperaturas a partir de 300 °C, que pueden llegar hasta 600 °C. Se usa principalmente en plantas de energía termal en una tecnología denominada energía termosolar de concentración CSP.

Una instalación solar térmica tipo consta de:

- Colector: Es el encargado de calentar el fluido térmico
- Circuito primario: Circuito por donde circula el fluido térmico
- Circuito secundario: Circuito por donde circula el fluido secundario, generalmente agua
- Intercambiador: Es donde se produce el intercambio térmico entre ambos fluidos
- Acumulador: Es donde se almacena el fluido secundario

Este esquema se cumple para todos los modelos solares térmicos hasta la parte del circuito secundario. Una vez que el fluido secundario es calentado, este puede usarse en un circuito con acumulador para por ejemplo su uso como agua caliente sanitaria (ACS), pero también puede tener otras variantes como el caso de sustituir el acumulador por una turbina y así generar electricidad.

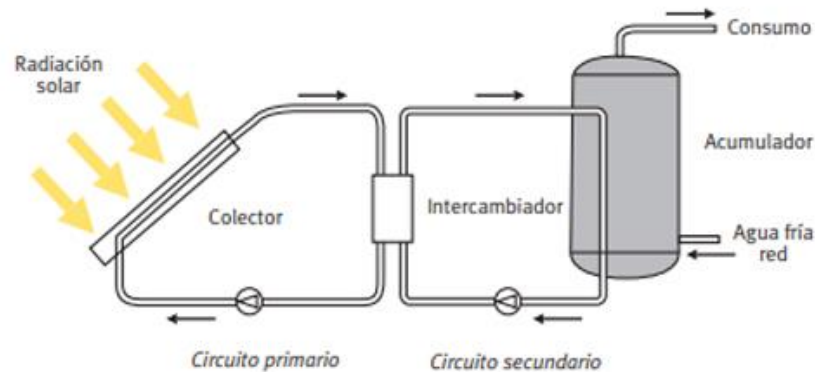


Figura 3.14: Esquema de una instalación solar térmica [22]

Otro aspecto importante a destacar debido a su actual importancia y futuro desarrollo en el futuro, son las instalaciones solares de autoconsumo fotovoltaico. El autoconsumo consiste en el abastecimiento propio de electricidad, principalmente a pequeña escala como puede ser el caso de viviendas o plantas e instalaciones industriales como por ejemplo fábricas. Su importancia también se debe a que se puede lograr cierta paridad en la red, es decir, que el coste de producir electricidad es igual o inferior al coste de comprarla a la red eléctrica. Esto se ve reflejado en que una instalación de autoconsumo puede abastecer energía más barata que otra instalación en la que sea preciso obtener dicha energía de la red. Actualmente, y hablando en términos de legislación española, las instalaciones de autoconsumo tienen la posibilidad de verter la energía excedente a la red y recibir por ello una remuneración económica. Todo ello y otros aspectos vienen recogidos en el RD 244/2019. [23]

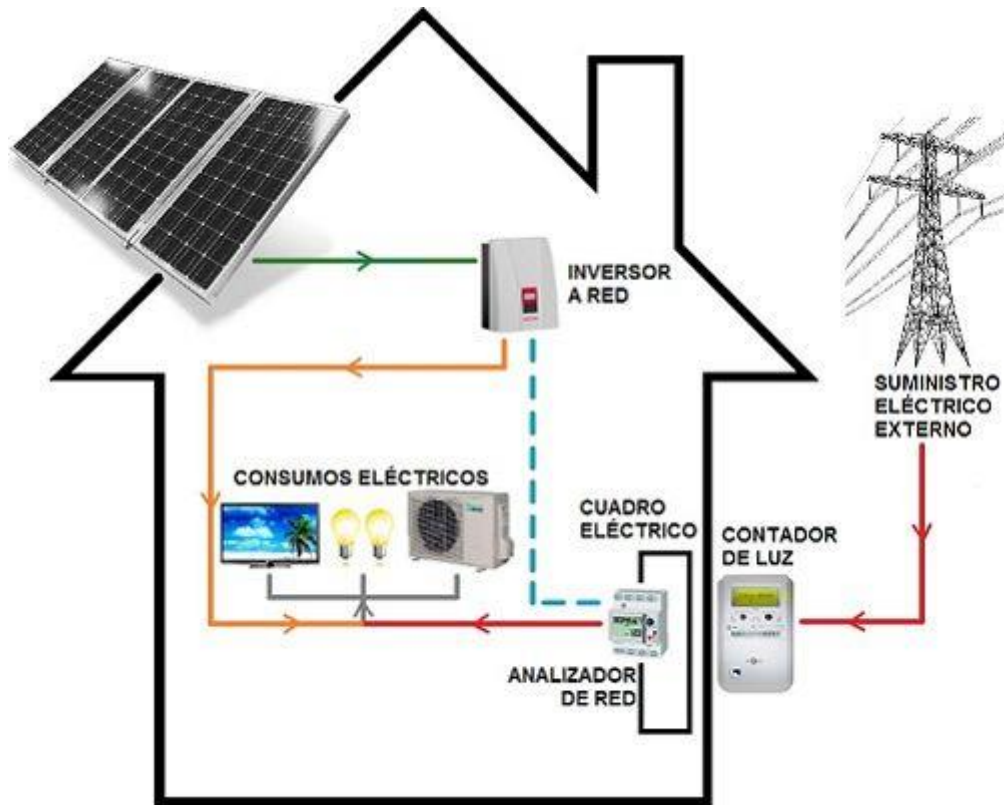


Figura 3.15: Esquema de una instalación tipo de autoconsumo solar fotovoltaico [24]

3.2.1. Particularización de la energía solar fotovoltaica en el caso a estudiar

El caso que se estudiará a posteriori será el de una central solar fotovoltaica ubicada en Bolivia, por lo que resultará interesante conocer la situación de la tecnología solar en este entorno.

La energía renovable en América Latina siempre ha tenido un gran potencial de crecimiento. Desde hace ya varios años, la energía hidroeléctrica ha tenido una presencia importantísima en la región, debido en gran parte a unas condiciones muy favorables desde el punto de vista hídrico, destacando los casos de Brasil, Venezuela, Colombia y Argentina, en donde se encuentran centrales hidroeléctricas de renombre a nivel mundial.

Sin embargo, otras energías renovables como la eólica y la solar, han tenido una importancia muy baja, siendo casi prácticamente nula hasta la segunda década del presente siglo. No obstante, este es un dato bastante curioso, ya que América Latina tiene también un enorme potencial en recurso eólico y solar. Durante los próximos años se espera no obstante un gran crecimiento de estas energías debido a las inversiones, reducción de costes, capacidad de recursos, transición energética y nuevas tecnologías como la instalación de factorías de producción de hidrógeno verde. [25]

Son también muchos los países de la región que están apostando fuertemente por políticas de transición energética y de fomentación de energías renovables destacando los casos de México, Argentina, Costa Rica, Brasil, Chile y Uruguay, donde se pretende alcanzar una generación al 70% renovable para el año 2030, y el reto de generación cero emisiones 100% renovable para mediados del siglo presente. [26]

En la Figura 3.16 puede verse la gran importancia que tiene y tendrá la energía hidroeléctrica en la región, pudiéndose ver también como esta importancia será bastante estable durante las próximas décadas. También se muestra la creciente importancia que han tenido la energía eólica y solar durante la última década, y cómo su crecimiento será enorme durante las décadas venideras. En cuanto a la energía eólica, cabe destacar el potencial de este recurso que tienen países como Argentina, Brasil, Colombia y Venezuela.

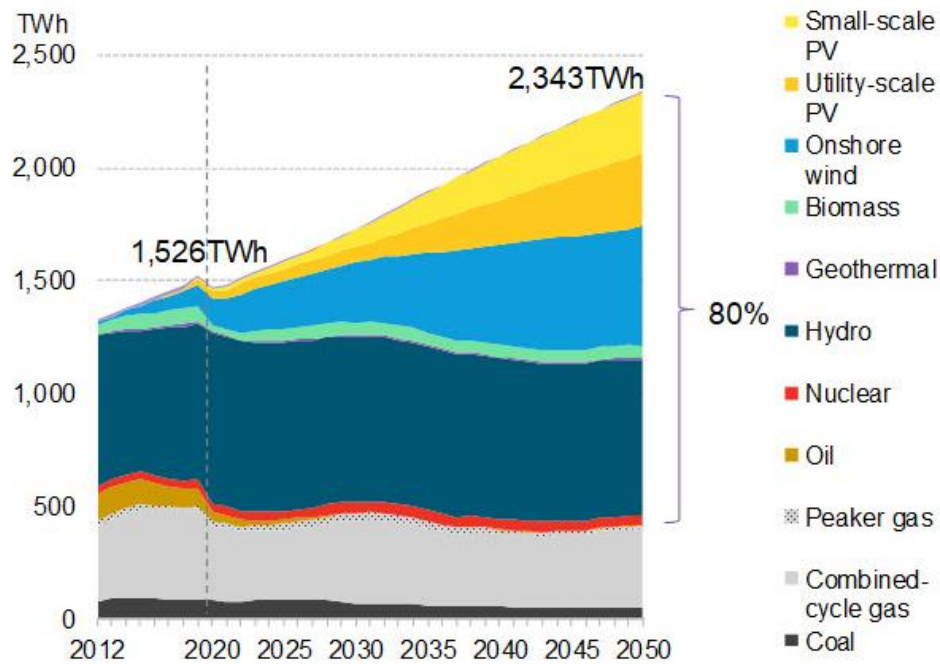


Figura 3.16: Evolución y origen de la potencia instalada en América Latina en el periodo 2012-2050 [27]

En lo referente a la energía solar, y destacando su relación con el presente trabajo, América Latina tiene también un enorme potencial de este recurso, siendo incluso una de las mejores regiones a nivel mundial para la instalación de este tipo de fuente de energía. Pese al gran potencial solar de la región, lo cierto es que no ha sido hasta años relativamente recientes cuando ha empezado a desarrollarse. Uno de los motivos principales de su bajo desarrollo era que su elevado coste de instalación frente a otro tipo de fuentes de energía como la hidroeléctrica, con enorme presencia en la zona, y combustibles fósiles tradicionales como el carbón. Sin embargo, esta situación fue cambiando, y las inversiones en energía solar empezaron a aumentar a medida que el precio de instalación de plantas solares disminuía de manera muy considerable, llegando a bajar un 60% en apenas 6 años del periodo 2006-2012. [28]

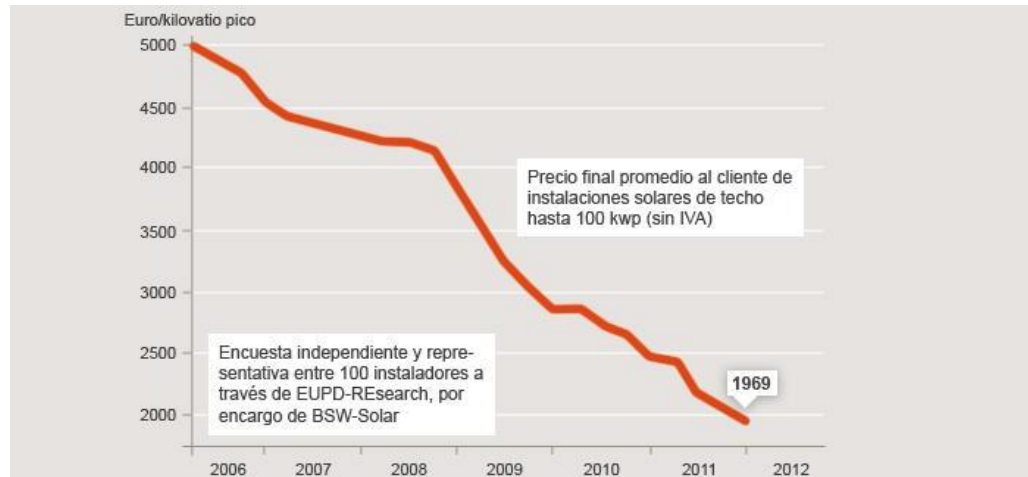


Figura 3.17: Evolución del precio de instalación de energía solar en América Latina en el periodo 2006-2012 [28]

Esta disminución del precio de instalación unida al gran potencial solar de la región, ha hecho que el número de instalaciones solares en los últimos años se haya disparado, destacando casos como los de Brasil, México y Chile.

En la Figura 3.18 y Figura 3.19 se puede observar cómo las áreas pertenecientes a México, centro-este de Brasil, sur de Perú, noroeste de Argentina, norte de Chile y suroeste de Bolivia, tienen un enorme potencial solar, destacando especialmente la región andina mencionada de Perú, Bolivia, Chile y Argentina, pudiendo alcanzar estas zonas valores de irradiancia de 300 W/m^2 , lo que puede llegar a suponer una irradiación de 2.700 kWh/m^2 al año.

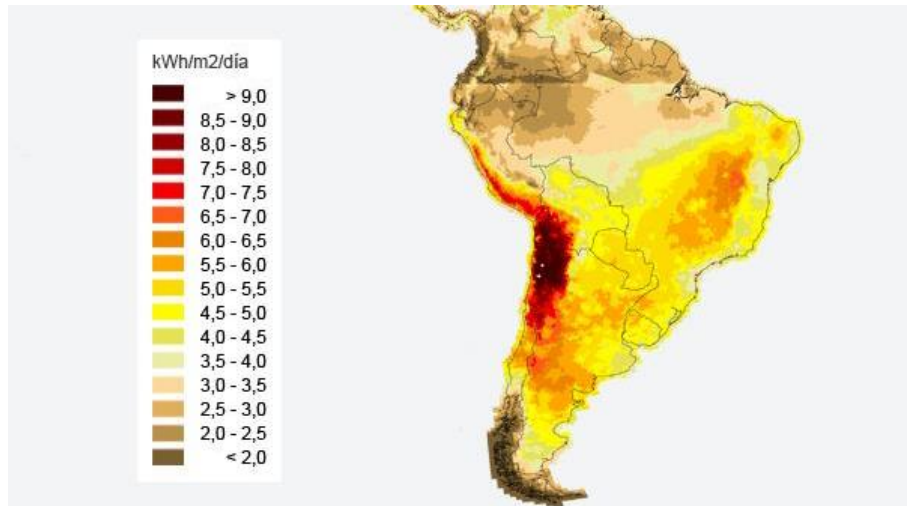


Figura 3.18: Radiación solar media en la región sur de América Latina [28]



Figura 3.19: Radiación solar media en América [29]

Particularizando en el caso de Bolivia, ya que es donde se va a situar la planta solar del estudio), en la Figura 3.20 se puede observar que es un país de gran potencial de recurso solar. No obstante, se puede también observar cómo hay grandes variaciones de recurso solar dentro del propio país, variando desde ya unos más que aceptables valores medios en torno a 5 kWh/m²-día en la región centro, norte y este, hasta valores bastante más altos en la región sur y oeste, pudiéndose alcanzar valores de hasta casi 10 kWh/m²-día en el extremo suroeste.

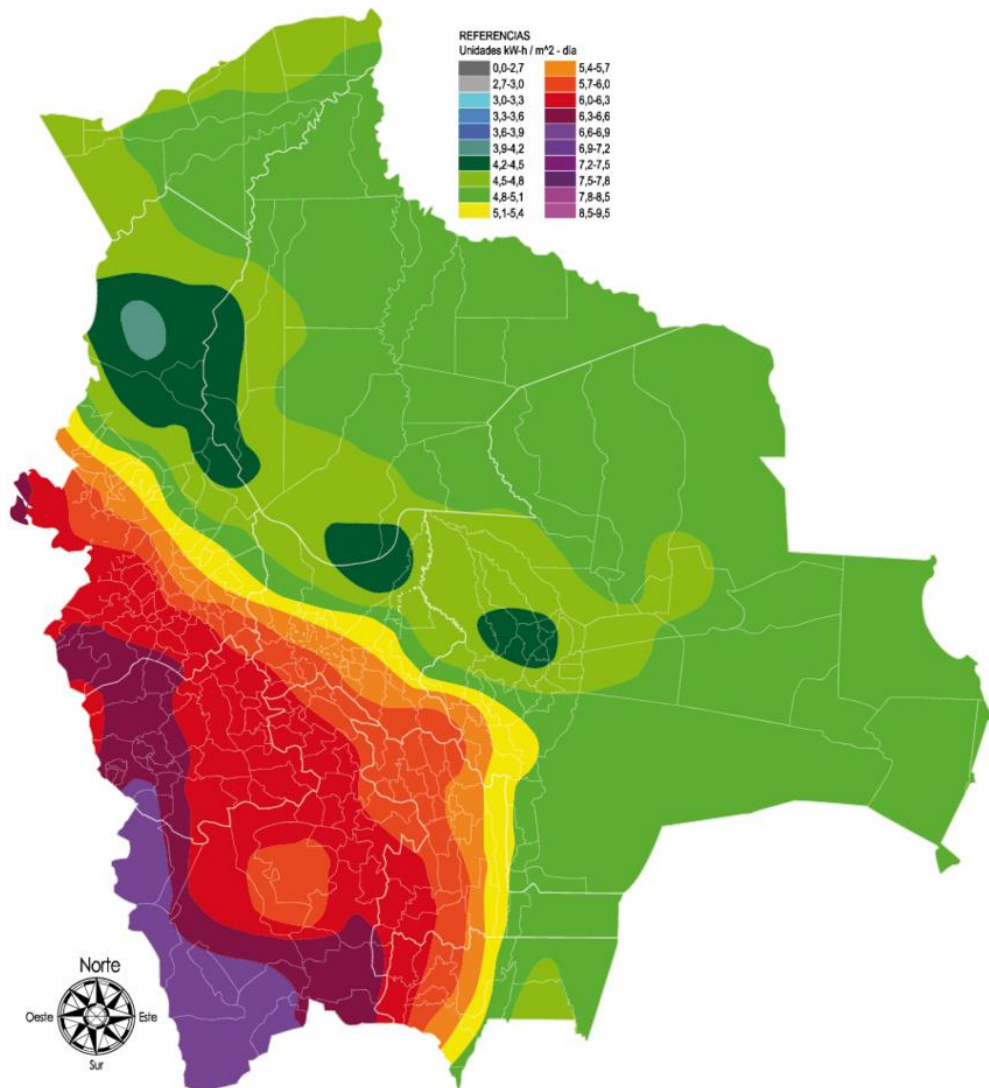


Figura 3.20: Radiación solar media en Bolivia [30]

Antes de explicar la distribución y evolución de plantas solares en Bolivia, cabe explicar un poco cómo es la estructura del sistema eléctrico del país. Dicho sistema no es un sistema homogéneo de red como en el caso de España, en donde un único operador (Red Eléctrica de España) gestiona y organiza la totalidad de la red eléctrica. En el caso de Bolivia, existen 2 sistemas de red, uno es el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que abastece a las principales zonas pobladas del país, por lo que puede decirse que es el sistema eléctrico principal ya que representa un 83% de la red, y el otro es el Sistema Aislado (SA), el cual abastece a zonas aisladas y remotas a las cuales el SIN no abastece. El SIN abastece principalmente a la zona centro y sur del país, mientras que el SA abastece a zonas del norte y el sur del país, que son principales zonas remotas que se encuentran completamente desconectadas del SIN. A su vez, el acceso a la electricidad en Bolivia es de los más bajos de América Latina, siendo de un 67% en el año 2005. [31]. Este acceso a la electricidad está además muy desequilibrado, ya que mientras en las zonas urbanas el acceso a la electricidad es del 87%, en las zonas rurales apenas llega al 30%.

En cuanto a la potencia instalada y calidad de la red, en el año 2006, había una potencia instalada de 1,43 GW, de los cuales el 60% provenía de fuentes de combustibles fósiles (principalmente gas), y el 40% tenía procedencia hidroeléctrica. La producción ese año fue de aproximadamente 5 TWh [31]. Respecto a la calidad de la red, los datos del 2005 arrojan un total de 141 interrupciones que representan un total de 4.274 minutos, lo que sitúa la calidad de la red por encima de la media de América Latina, pero lejos de la calidad de países desarrollados e industrializados. Los sistemas conectados al SIN no cuentan además con sistemas de almacenamiento energético, por lo que las fluctuaciones producidas por factores principalmente meteorológicos son enormemente perceptibles. Todo ello, unido a un creciente consumo energético, hace insuficiente la capacidad de la red, teniendo que ser esta ampliada.

Particularizando ya la estructura del sistema eléctrico de Bolivia en lo referente a instalaciones solares fotovoltaicas, pese al gran potencial solar que tiene el país y que se puede observar en la Figura 3.19 y Figura 3.20, la primera planta solar de Bolivia data del año 2015, por lo que se puede decir que la

tecnología solar de generación en el país es muy joven. No obstante, la insuficiente producción energética del país, el potencial solar del mismo y el aumento de inversiones en Bolivia en el campo de la tecnología solar, han hecho que desde el año 2015, el número de instalaciones fotovoltaicas, tanto construidas como en estudio, ha aumentado considerablemente. [32]

Acorde en lo representado en la Figura 3.21, Bolivia tiene actualmente 5 plantas solares en funcionamiento. De estas 5, dos, Cobija (5,2 MW) y El Sena (0,4 MW) suministran al Sistema Aislado (SA). Las otras tres restantes, Oruro I (50 MW), Uyuni (60 MW) y Yunchará (5MW) están conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN). La planta de Oruro I, sufrió una expansión en el año 2020 a través de la planta Oruro II, la cual añadió una capacidad extra de 50 MW, quedando entonces la potencia total de Oruro en 100 MW.

El país tiene entonces actualmente una potencia solar total instalada de 170,6 MW, de los cuales 165 MW (un 97% del total) pertenecen al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y 5,6 MW (un 3% del total) pertenecen al Sistema Aislado (SA).

Bolivia también tiene en la actualidad 2 plantas en estudio, Riberalta (5,8 MW) y Guayaramerín (2,5 MW), ambas previstas de conectarse al Sistema Aislado (SA). Se prevé que ambas plantas conformen un sistema de generación híbrido solar-diésel junto a centrales diésel de la zona. [33]

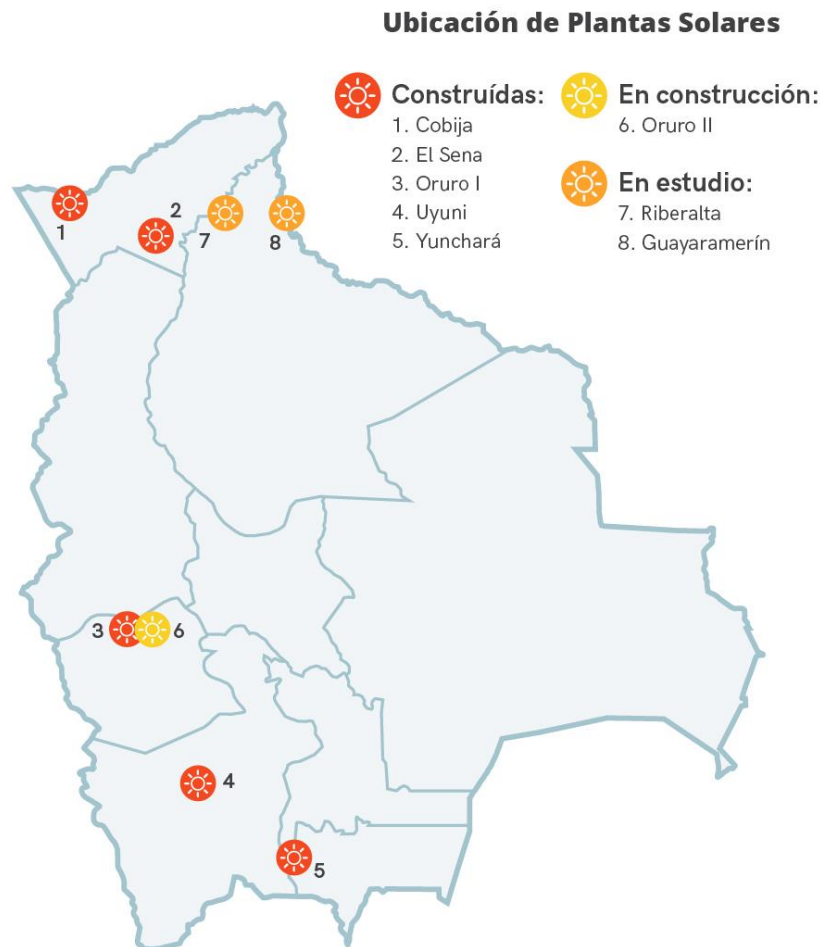


Figura 3.21: Ubicación de las plantas solares de Bolivia [32]

De todo ello, puede concluirse que, pese a que está en estudio la adición de 8,3 MW solares adicionales a los ya existentes 170,6 MW, lo que resultaría en una potencia solar total instalada de 178,9 MW, Bolivia está extremadamente lejos (en términos de producción solar) de países con muchísima menos capacidad de recurso solar y que están en el top 15 mundial como por ejemplo Alemania, Francia y Reino Unido, como puede verse en la Figura 3.22.

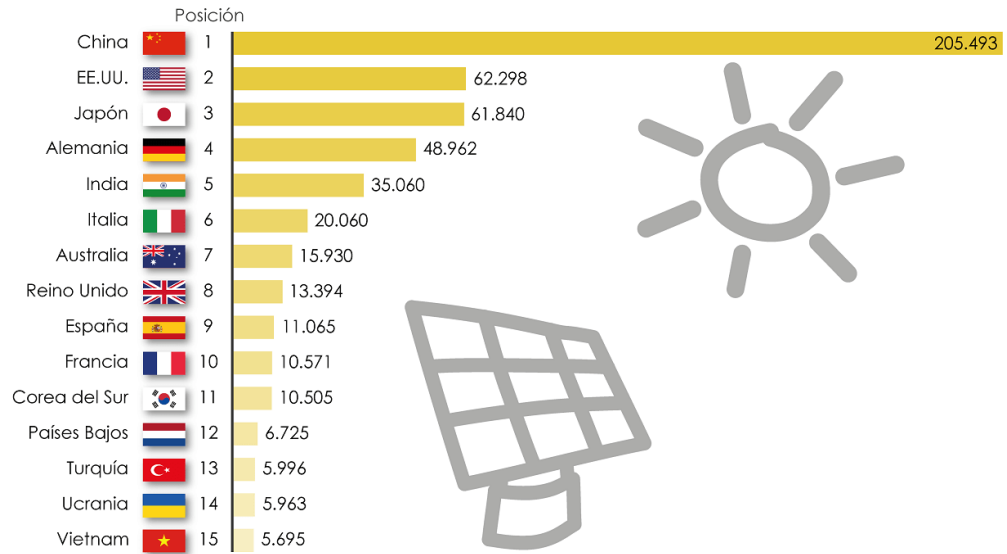


Figura 3.22: Top 15 de países por capacidad solar instalada en MW en el año 2019 [34]

Bolivia debería entonces un ambicioso plan de desarrollo solar acorde a su potencial energético y las tendencias energéticas globales actuales. Sin embargo, la realidad es bien distinta, ya que actualmente no existen planes concretos de inversión y creación de plantas solares en el futuro cercano. Además, las inversiones a corto y medio plazo en energía renovable están previstas que tiendan a la producción hidroeléctrica, energía que actualmente representa el 40% de la producción total estatal, y de la cual el país presenta también un gran potencial de recurso. Además de todo ello, el origen prácticamente estatal en su totalidad de las iniciativas solares, así como también la inexistencia por el momento de planes que promuevan la producción solar entre los consumidores, juegan también un papel en contra de la transición energética solar del país. [32]

4. Estado del arte

A continuación, se expondrá la situación y estado de los sistemas fotovoltaicos, los componentes de los que están formados, así como también un repaso de la normativa e investigaciones más relevantes acerca de la tecnología solar.

4.1. Sistemas fotovoltaicos

Los sistemas de producción de energía fotovoltaicos, al igual que cualquier otro tipo de instalación productora energética, necesita evacuar la energía que produce. En el caso de los sistemas fotovoltaicos, esta evacuación puede diferir un poco del resto de sistema energéticos productores. Los paneles fotovoltaicos producen corriente continua, por lo que será necesario transformar esta en alterna para su transporte a través de la red eléctrica y/o consumo, ya que en la mayoría de los casos el consumo se realiza en alterna. Otra particularidad de los sistemas fotovoltaicos es la posibilidad de autoconsumo-sistemas aislados. La naturaleza de estos sistemas permite esta modalidad en muchos casos como por ejemplo la instalación de placas en viviendas, instalación de placas para abastecer instalaciones industriales (miniplantas solares) y abastecer también a instalaciones de zonas remotas en donde el suministro por parte de la red eléctrica bien no llega o bien es complejo de instalar.

4.1.1. Sistemas conectados a red

Estos sistemas son los más habituales ya que es la modalidad utilizada por la mayoría de las plantas solares fotovoltaicas, sobre todo, las de gran tamaño.

En este caso, la estructura del sistema a grandes rasgos es tal que la energía producida por los paneles solares debe ser transformada en corriente alterna por medio de inversores. Una vez que ya se tiene corriente alterna, el nivel de tensión a la salida de los inversores debe ser elevado a través de estaciones transformadoras para su posterior transporte y vertido a la red eléctrica. En el caso de grandes

plantas fotovoltaicas, los sistemas de almacenamiento no son aún muy comunes debido a que la energía producida en las mismas está destinada a ser vertida en su totalidad a la red eléctrica. Sin embargo, las actuales normativas y tecnologías están incorporando ya estos sistemas de almacenamiento a grandes plantas fotovoltaicas para reducir los efectos que produce la variabilidad de producción energética en periodos cortos de tiempo, relacionado principalmente con los fenómenos meteorológicos como puede ser por ejemplo el paso de nubes uno de los casos más representativos. Esta estrategia se conoce como control de rampa y es uno de los motivos que han impulsado la realización de este trabajo.

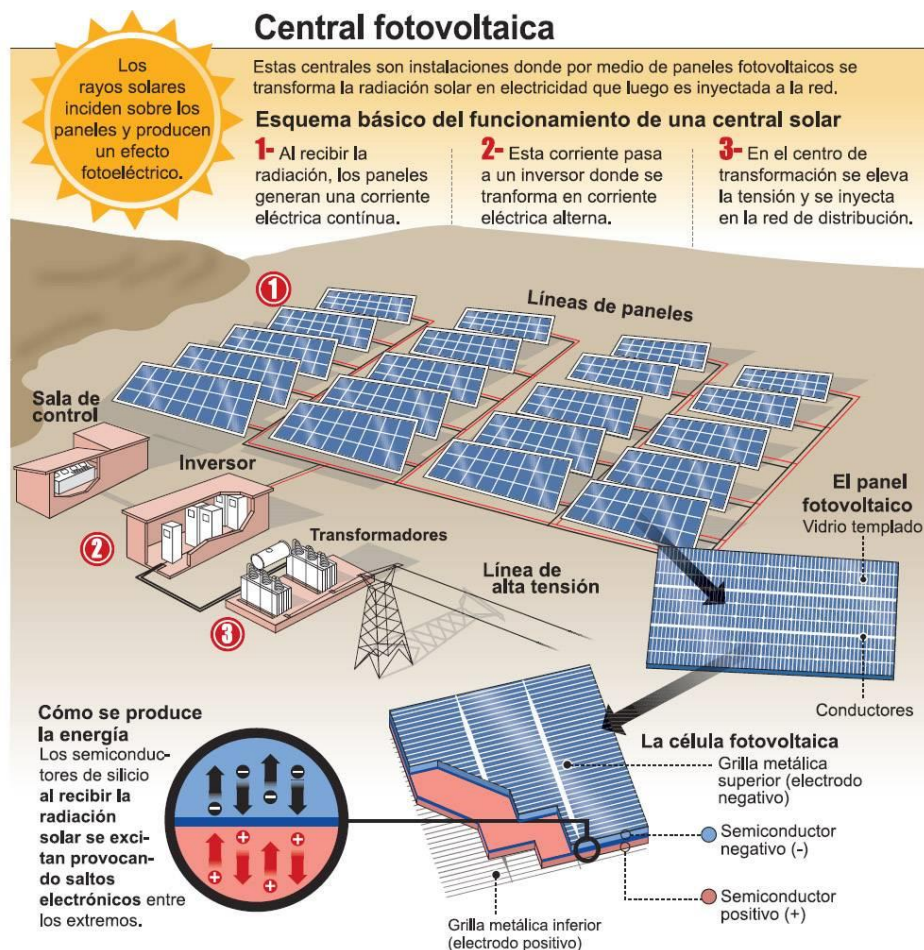


Figura 4.1: Esquema general de una planta solar fotovoltaica conectada a red [35]

4.1.2. Sistemas aislados

Esta modalidad está compuesta principalmente por sistemas en los que por sus particularidades, no tienen conexión a red, lo que también se conoce como autoconsumo, aunque como se explicará a continuación, autoconsumo no tiene por qué traer siempre consigo el estar aislado de red.

En los sistemas aislados, la generación y el consumo se realizan en el mismo lugar o a muy poca distancia, nótese el caso de las placas solares en viviendas que en la mayoría de los casos están instaladas en el tejado de las mismas, o el caso de miniparques solares que alimentan a instalaciones industriales y se sitúan a escasos metros de las mismas. En estos casos, y un poco a diferencia de los sistemas conectados a red que los pueden tener o no, los sistemas aislados deben de contar con un sistema de almacenamiento energético para poder obtener energía en aquellos momentos en los que no se pueda generar, o bien dicha generación sea insuficiente.

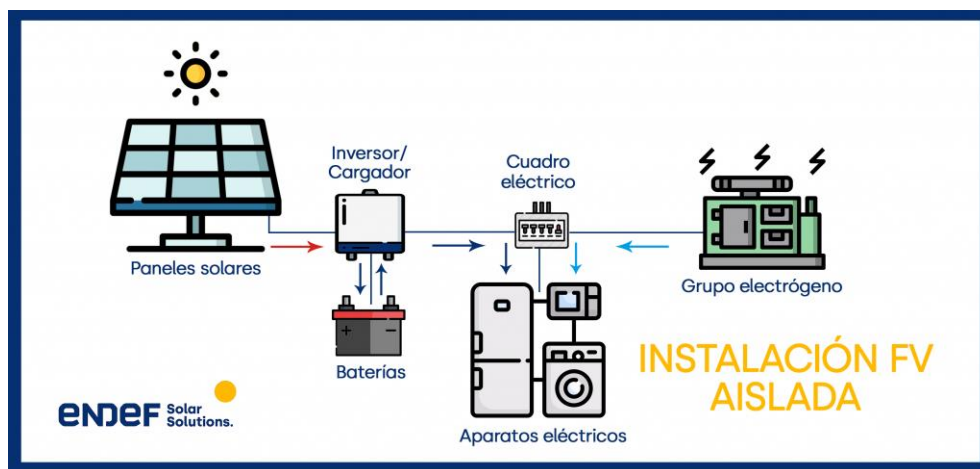


Figura 4.2: Instalación fotovoltaica aislada [36]

Es aquí cuando cabe explicar un poco más el término de autoconsumo. Este término, en un sentido estricto, se refiere a un sistema que se autoabastece energéticamente y que por lo tanto no precisa de energía externa de la red para funcionar. Sin embargo, hablar de autoconsumo únicamente en este sentido no es del todo correcto. Actualmente, existen varias modalidades de autoconsumo.

- Autoconsumo pleno (sin conexión a red): Esta modalidad es la de autoconsumo en el sentido estricto. Se trata de un sistema totalmente aislado de la red que se autoabastece energéticamente. Presenta un sistema de almacenamiento energético y/o grupos de generación como grupos electrógenos para abastecerse en aquellos momentos en los que los paneles no pueden producir suficiente energía. Es el caso de la Figura 4.2 y Figura 4.3.

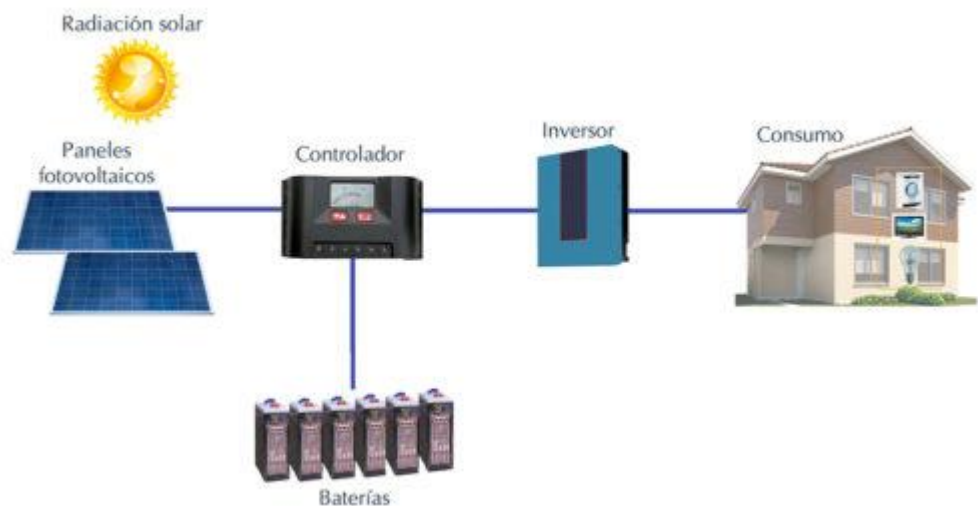


Figura 4.3: Sistema de autoconsumo pleno [37]

- Autoconsumo con conexión a red: Es la modalidad en la que una instalación, además de presentar autoconsumo, presenta también conexión a red para posibles escenarios que se puedan presentar como se muestra a continuación.
- Autoconsumo sin excedentes: En este caso, la producción

energética por parte de los paneles es insuficiente. El funcionamiento es tal que la energía demandada que no puede obtenerse de los paneles, se obtiene de la red eléctrica.

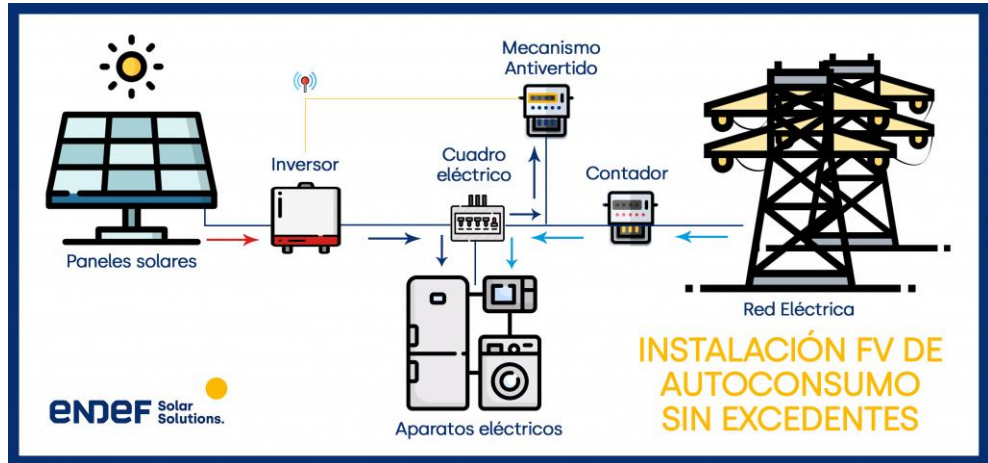


Figura 4.4: Instalación fotovoltaica sin excedentes [36]

- Autoconsumo con excedentes: En esta modalidad, por lo general, la producción energética supera a la demanda. En este caso, la instalación está conectada a red, pero en vez de para extraer energía de ella, para inyectarla. Además, suele contar también con un sistema de almacenamiento energético para almacenar la energía sobrante. De esta forma entonces, la energía excedente de la producción de los paneles, bien se almacena en baterías, bien se vierte a la red, o bien se reparte el flujo entre ambas opciones.

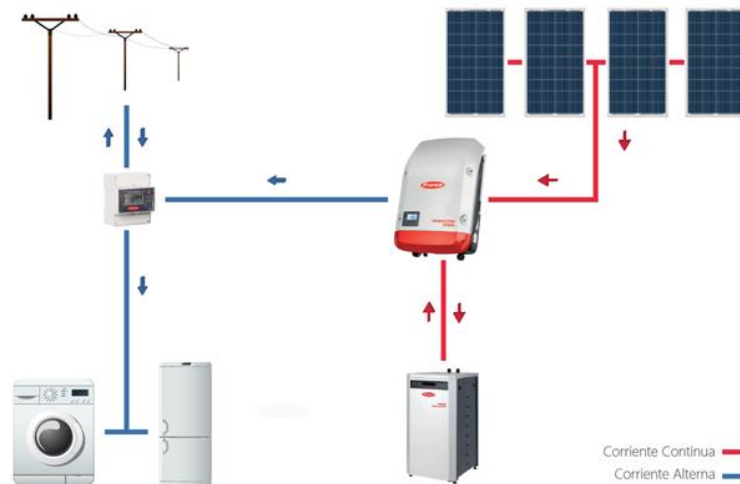


Figura 4.5: Instalación fotovoltaica con excedentes [38]

Como puede verse, en algunos casos resulta difícil definir el autoconsumo bien como instalación aislada o bien como instalación conectada a red, ya que se podría decir que es casi un híbrido entre los dos.

El modelo de instalación de autoconsumo con excedentes, abre un gran abanico de posibilidades tanto presentes como futuras. Esto es así ya que este modelo permite poder autoabastecerse energéticamente, y con la energía sobrante bien la podemos verter a red y obtener por ello un beneficio económico, bien almacenarla en baterías para usarla en periodos en los que los paneles no puedan producir o darle otros usos como la recarga de coches eléctricos en nuestras casas (mirando ya un poco al futuro), o bien también repartir el flujo entre ambas opciones. Esta modalidad, en la que hay muchos pequeños puntos de generación, se puede consumir nuestra propia energía generada, almacenarla, verterla a la red, usarla para recargar coches eléctricos, mezclar varias de estas opciones, etc, junto con un sistema que gestione todo ello de forma eficiente, es también una de las bases de las smart grids.

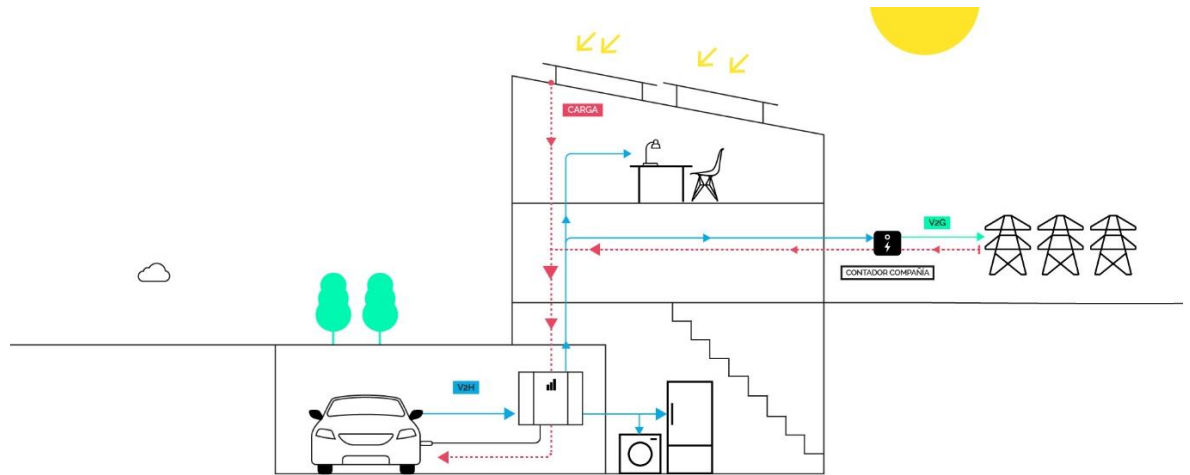


Figura 4.6: Gestión inteligente de recarga en hogares con autoconsumo [39]

4.2. Componentes de un sistema fotovoltaico

A continuación, se expondrán los componentes de los que están formados los sistemas solares fotovoltaicos.

4.2.1. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos son los responsables de producir electricidad a partir de la luz solar. Reciben también otras muchas denominaciones como células solares, placas solares, paneles solares o células fotovoltaicas.

El principio de funcionamiento mediante el cual los paneles producen electricidad a partir de la luz solar se conoce como efecto fotoeléctrico. Dicho efecto fue descubierto en 1887 por el físico alemán Heinrich Hertz. Apenas un año después, en 1888, el físico ruso Aleksandr Stolétov construye la primera célula solar basada en dicho efecto. Sin embargo, a pesar de este increíble rápido desarrollo inicial, durante las décadas posteriores, se producen únicamente desarrollos e investigaciones, que pese a su importancia, no llegan a obtener grandes logros en lo referente a usos especialmente industriales. Sin embargo, la carrera especial de mediados del siglo pasada tiene una gran importancia para el desarrollo de la tecnología solar. En la década de los 50 del siglo pasado, los

laboratorios Bell en Estados Unidos comienzan a producir células fotovoltaicas para usos espaciales. Sus buenos resultados en aplicaciones espaciales, unido al constante desarrollo tecnológico, hace que en la década de los 70 se empiecen a construir paneles solares orientados a usos ya no solo espaciales. El continuo e imparable desarrollo tecnológico unido a la crisis del petróleo de finales de los 70 y principios de los 80 impulsa aún más el desarrollo de los paneles solares. Desarrollo continuo e imparable que tiene otro gran impulso con la llegada del siglo XXI y la concienciación sobre las energías renovables y el cambio climático, comenzando ya entonces la expansión masiva de las placas solares y su uso en la construcción de grandes plantas fotovoltaicas.

El efecto fotoeléctrico consiste básicamente en que cuando los fotones que componen la luz solar inciden en el panel fotovoltaico, estos ceden energía a los electrones de las células de silicio que componen el panel. Cabe destacar también que las células de silicio de los paneles fotovoltaicos han de ser modificadas para que la energía de los electrones se transforme en energía eléctrica y no en energía térmica en forma de pérdidas.

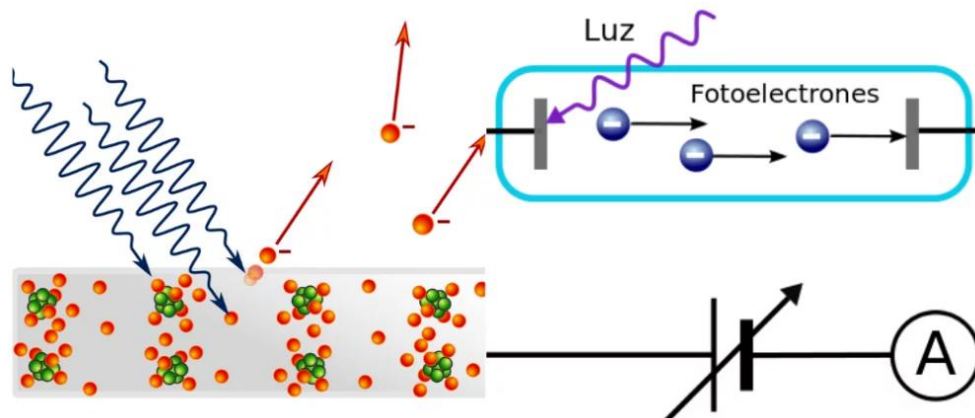


Figura 4.7: Efecto fotoeléctrico [40]

Los paneles fotovoltaicos están hechos en su mayoría de silicio. Las mencionadas modificaciones en los paneles fotovoltaicos se hacen a través de materiales conocidos como dopantes. Los dopantes más utilizados son el boro, el cual tiene un electrón menos que el silicio y cuyo dopante se conoce como tipo P

(positivo), y el fósforo, el cual tiene un electrón más que el silicio y cuyo dopante se conoce como tipo N (negativo). Es de estos dopantes de donde proviene la conocida unión PN. La unión PN tiene en sí un complejo funcionamiento físico que ha sido ampliamente estudiado a lo largo de los años, es una parte de la física conocida como física de los semiconductores la cual ha traído enormes desarrollos tecnológicos especialmente en el campo de la electrónica, la electricidad y la energía. No obstante, la unión PN consiste básicamente en que al poner en contacto ambas capas (P y N), se produce un intercambio de electrones de la capa N, que tiene altas concentraciones de electrones, a la capa P, que tiene bajas concentraciones de electrones. En este proceso, se produce una recombinación de electrones, la cual genera a su vez un campo eléctrico, y este por consiguiente crea un flujo de corriente.

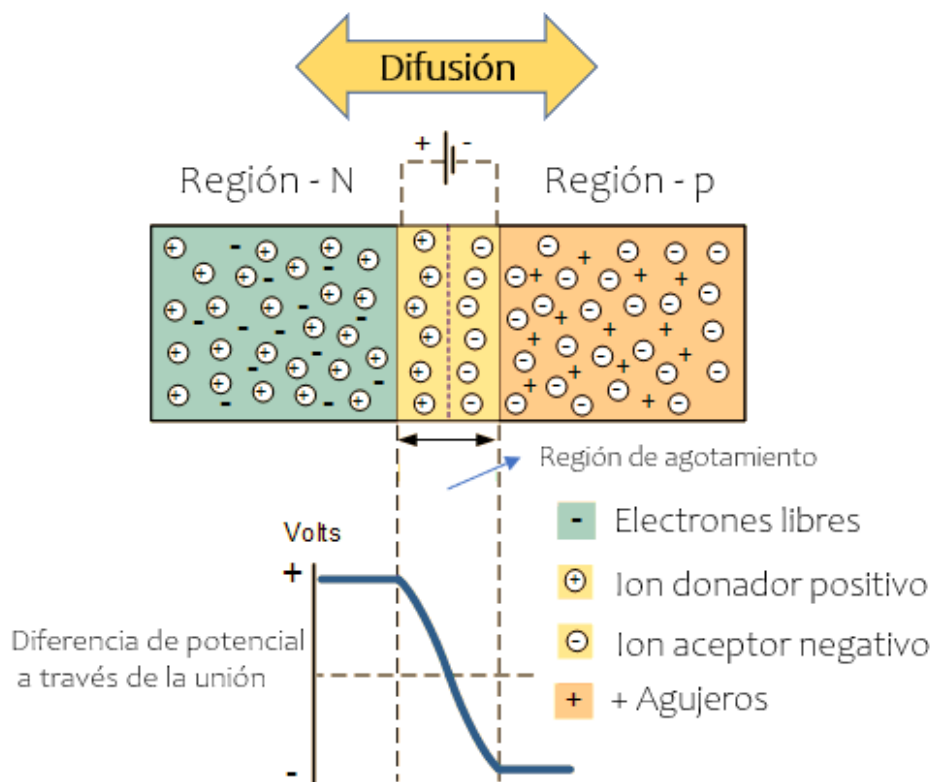


Figura 4.8: Unión PN [41]

En cuanto a los tipos de paneles solares, la tecnología en este terreno no ha parado de avanzar durante los últimos años y sigue en constante desarrollo. A nivel de evolución, se pueden dividir los paneles en tres grandes generaciones:

- Primera generación: Se basan en la tecnología de unión PN explicada anteriormente. En ellas se incluyen los paneles que tienen uso industrial a gran escala, como es el caso de los paneles usados en las plantas solares, así como también los usados en uso doméstico y de autoconsumo. Son paneles relativamente grandes, rígidos y de fácil conexión. Sus rendimientos están en torno al 30%.
- Segunda generación: Usan tecnología basada en uniones PN de depósitos epitaxiales que consiste principalmente en un método de depósito de monocristales para fabricar el panel. Tienen usos tanto a nivel terrestre como espacial, representando en este último nivel prácticamente la mayoría del mercado. Usan materiales tales como cadmio, telurio, azufre, silicio, selenio e indio. Sus rendimientos pueden llegar a cerca del 40%.
- Tercera generación: Los paneles aquí presentes tienen ya un elevado desarrollo tecnológico. Su funcionamiento ya no está basado en la unión PN, si no que utilizan tecnologías denominadas de huecos cuánticos. Estos paneles, debido a su elevado desarrollo tecnológico y consecuente elevado precio, tienen principalmente aplicaciones en el sector espacial. Los materiales usados son tales como nanotubos de carbono y polímeros. Su rendimiento puede llegar hasta el 45%, lo que supone un gran logro tecnológico ya que supera ampliamente el límite teórico de eficiencia solar de Shockley-Queisser que se sitúa en un 33,7%.
- Cuarta generación: Son paneles cuyo desarrollo actual es prácticamente teórico y experimental. Su funcionamiento se basa en el uso de nanopartículas de polímeros dispuestas en capas multispectrales. Sus usos se prevén prácticamente en su totalidad para futuras misiones espaciales de largo recorrido.

Respecto a los tipos de células usadas acorde a los materiales y tecnologías usadas en la fabricación de paneles, estas se distribuyen como:

- **Cristalinas:** Son aquellas células en donde el silicio presenta cristalización. Se dividen a su vez en:
 - **Monocristalinas:** Los átomos de silicio están ordenados en una perfecta red cristalina. Sus rendimientos son aproximadamente del 16%. Su vida útil puede ser de hasta 30 años, y tienen una buena relación potencia-superficie, lo que las hace ideales para lugares pequeños.



Figura 4.9: Célula solar monocristalina [42]

- **Policristalina:** Los átomos de silicio se agrupan ahora en diferentes direcciones. Sus rendimientos son similares al de las monocristalinas, en el rango 14% - 16%. Su producción es más barata que las monocristalinas, pero su relación potencia-superficie también es algo menor.

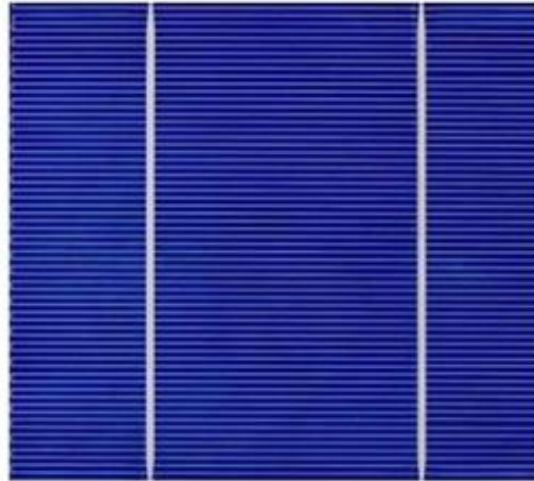
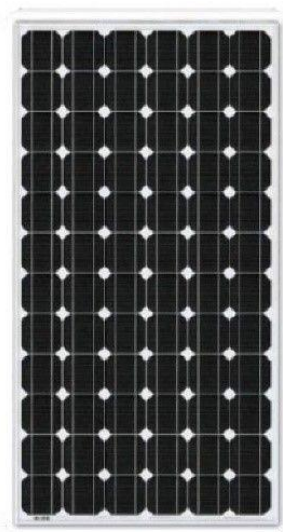


Figura 4.10: Célula solar policristalina [43]

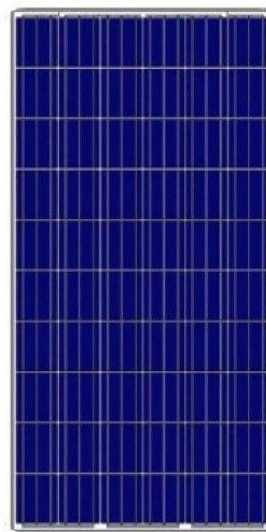
- Amorfos: Son células en donde el silicio no se ha cristalizado. Están formadas por finas capas de silicio depositado sobre soportes transparentes. Sus rendimientos son mucho más bajos que las anteriores, de en torno a un 6%. Por ello, su principal aplicación es en usos menores y/o pequeños dispositivos como pueden ser relojes o pequeños dispositivos luminosos. Por otra parte, presenta ventajas respecto a las células cristalinas en cuanto a menor precio y mayor flexibilidad para instalación en superficies complicadas.



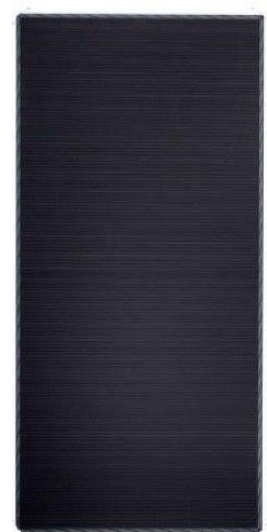
Figura 4.11: Célula solar amorfa [44]



MONOCRISTALINOS



POLICRISTALINOS



CAPA FINA (Amorfos)

Figura 4.12: Células monocristalina, policristalina y amorfa [45]

Aunque estos son las principales técnicas de fabricación y materiales utilizados en los paneles, existen otras más novedosas y menos actualizadas como:

- **Semiconductores FBI:** Consiste en depositar materiales semiconductores sobre soportes. No obstante, la novedad de esta técnica radica en el tipo de materiales que se usan, siendo estos metales raros como el indio, el selenio, el galio, el germanio y el telurio. Esta técnica resulta muy costosa debido a la escasez de estos metales.
- **Células multiunión:** Se trata de células constituidas a base de numerosas uniones PN. Se usan materiales principalmente como galio, arsénico, indio y germanio. No obstante, su novedad radica en que cada unión, al estar formada por un semiconductor diferente, produce una corriente eléctrica a una longitud de onda determinada. Al juntar las uniones, se obtiene corriente para diferentes longitudes de onda.
- **Células de película fina:** Su fabricación consiste en el depósito de capas de película delgada de material fotovoltaica sobre un sustrato. Esta tecnología abarca a su vez numerosas subtecnologías conocidas como tecnologías de película delgada. Muchas de ellas se encuentran en fase de investigación, experimentación y desarrollo, sin embargo, otras tales como las que usan como material fotovoltaico silicio amorfo, indio, galio, selenio, telururo de cadmio y materiales orgánicos, tienen ya cierto uso fuera de los términos meramente experimentales, logrando incluso un gran desarrollo durante las últimas décadas.
- **Células de perovstika:** Son realmente un tipo de célula de película fina, sin embargo, por su destaca importancia respecto a otras células de este tipo de película, merece la pena clasificarse ciertamente por separado. En realidad, la perovstika engloba a un grupo de materiales artificiales conformados a base de carbonato de calcio, titanio, oxígeno y estroncio. Su principal novedad es que al tener una estructura cristalográfica, son muy útiles para la conversión de fotones en electricidad. Pese a tener como principal

desventaja que su estado de desarrollo merece todavía un largo recorrido y que lógicamente su coste es superior al de las células comerciales, lo cierto es que es su desarrollo es más barato que el de otras nuevas tecnologías. Tiene como puntos fuertes su buena eficiencia (en torno a un 25%), y que gracias a su flexibilidad, transparencia y ligereza, puede ser utilizada en un gran número de aplicaciones, muchas de ellas novedosas y útiles para el futuro como por ejemplo su incorporación en ciertas partes de edificios y vehículos, así como también de otros muchos dispositivos. [46]

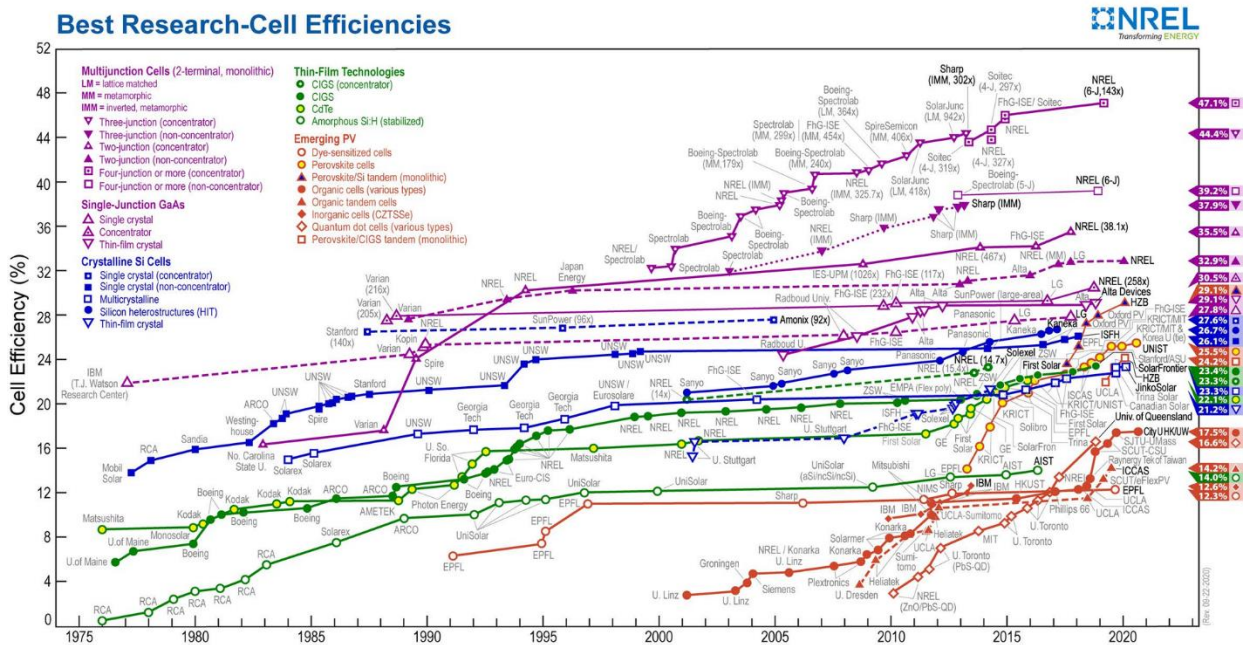


Figura 4.13: Evolución y eficiencia de los distintos paneles solares [47]

Un aspecto muy importante de los paneles solares es el de definición de sus parámetros, factores y curvas, pues son ellos los que definen las características de un panel.

Para tener un consenso a la hora de hablar de los parámetros que definen los paneles, todas las características y parámetros, sea cuales sean, vienen expresadas para unas condiciones concretas definidas, conocidas como Condiciones Estándar de Prueba (STC). Dichas condiciones son siempre de una

temperatura de celda de 25 °C, una irradiancia de 1000 W/m² y un espectro de masa de aire de 1,5. Estos parámetros corresponden a la irradiación y al espectro de la luz solar que inciden en un día claro en una superficie inclinada a 37° con el Sol en un ángulo de 41, 81°.

Sin embargo, uno de los parámetros más importantes de los paneles solares son las curvas características de los mismos. Estas curvas expresan de una forma clara y gráfica el comportamiento de los paneles a distintos valores de irradiancia y temperatura, así como también los puntos clave para extrapolar dichos valores a cualquier otra condición. Estos puntos son:

- Tensión en circuito abierto (V_{OC})
- Corriente en cortocircuito (I_{SC})
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{MPP})
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{MPP})

A su vez, conociendo estos parámetros de corriente y tensión para un punto determinado, se podrá entonces determinar la potencia en dicho punto.

Estas curvas características y representativas son conocidas como curvas I-V. Estas curvas representan la corriente y la tensión para distintos valores de irradiancia y temperatura. Existen por ello dos curvas I-V, una atendiendo a la irradiancia y otra atendiendo a la temperatura. Por consiguiente, y como se puede deducir, sabiendo valores de corriente y tensión para distintas condiciones de irradiancia y temperatura, se puede saber también la potencia para ambas condiciones.

En las siguientes tres figuras (Figura 4.14, Figura 4.15 y Figura 4.16), se pueden observar los puntos clave como:

- Tensión en circuito abierto (V_{OC}): Es el valor de la tensión para corriente nula. En término gráficos, es el punto de intersección de la curva con el eje de la tensión.
- Corriente en cortocircuito (I_{SC}): Es el valor de corriente para tensión nula. En términos gráficos, es el punto de intersección de la curva con el eje de la corriente.
- Punto de máxima potencia (P_{MPP} o P_{MAX}): Es el punto en donde se

equilibran los valores máximos de corriente y tensión, produciéndose entonces la máxima potencia. A este punto están asociados por consiguiente los valores de tensión en el punto de máxima potencia (V_{MPP}) y corriente en el punto de máxima potencia (I_{MPP}). Estar el máximo tiempo posible en este punto de máxima potencia, será el objetivo a perseguir en cualquier instalación solar. Existen dispositivos que ayudan en lograr este objetivo como es el caso de los seguidores solares.

De estas curvas (Figura 4.14, Figura 4.15 y Figura 4.16), también se pueden obtener dos conclusiones muy importantes como son:

- A mayor irradiancia, mayor potencia se obtendrá de un panel
- A menor temperatura, menor irradiancia se obtendrá de un panel

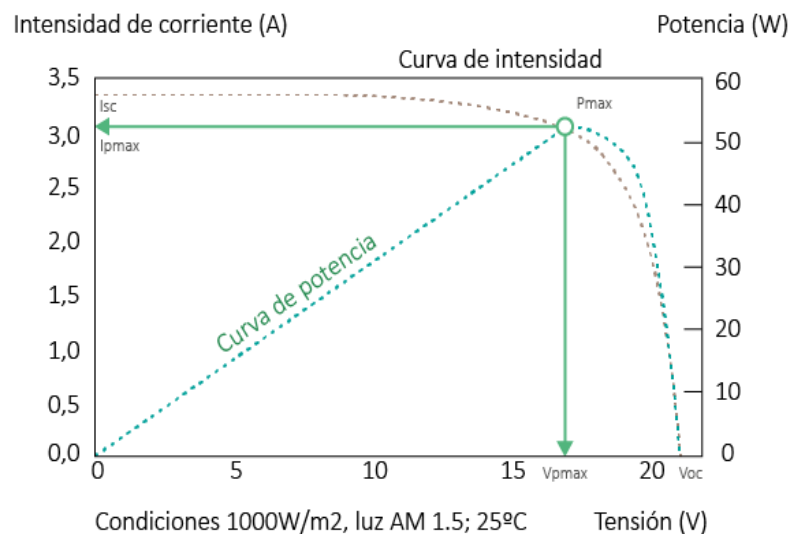


Figura 4.14: Curva I-V de un panel solar [48]

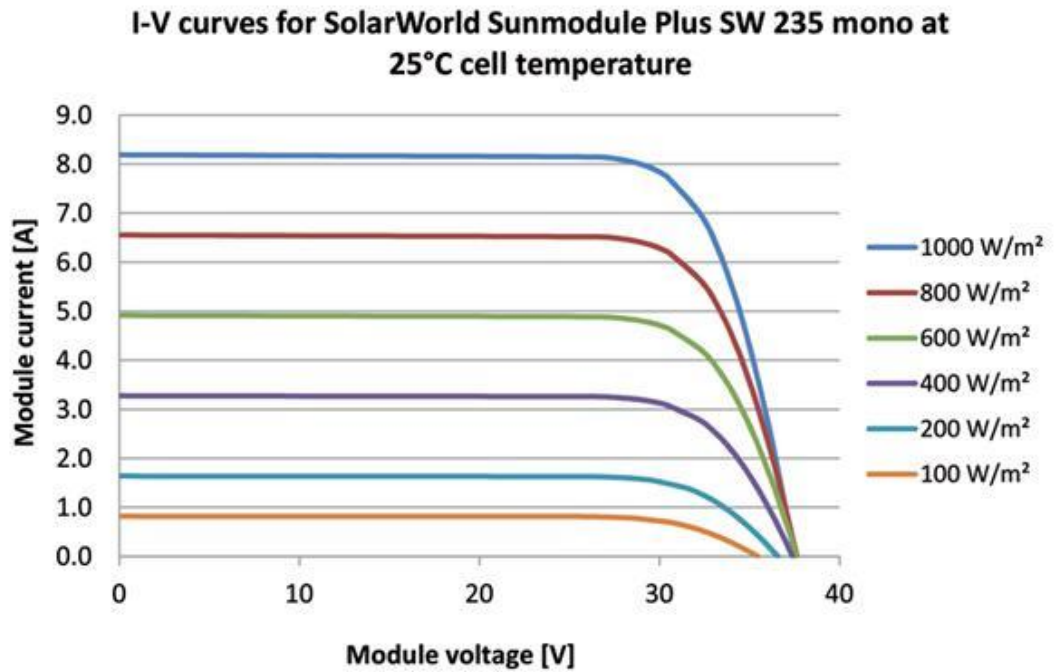


Figura 4.15: Curva I-V de un panel solar atendiendo a distintos valores de irradiancia [49]

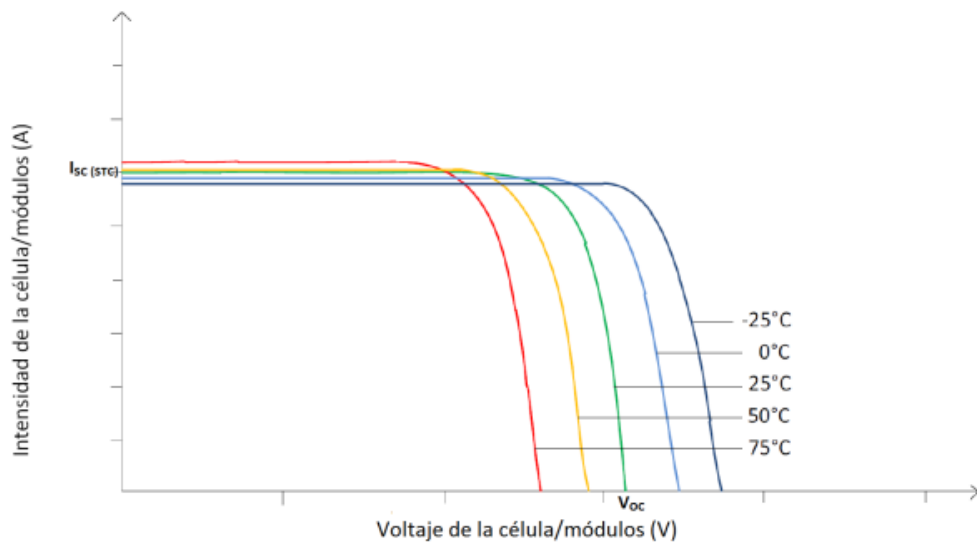


Figura 4.16: Curva I-V de un panel solar atendiendo a distintos valores de temperatura [50]

Existen también otras gráficas que relacionan parámetros a distintas condiciones como puede ser por ejemplo el caso de curvas potencia-tensión (P-V) en función de la temperatura, sin embargo, las curvas I-V anteriormente expuestas son las más utilizadas.

4.2.2. Regulador de carga

El regulador de carga es un dispositivo electrónico cuya principal función es controlar y gestionar el estado de carga del sistema de almacenamiento energético. Se ubica entre los paneles, las baterías y el inversor. Como puede observarse en la Figura 4.17.

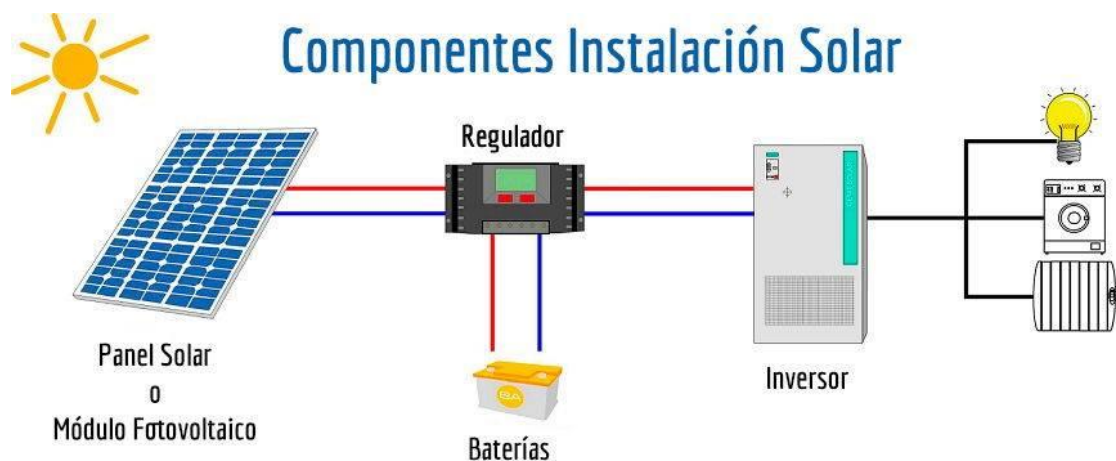


Figura 4.17: Instalación del regulador de carga [51]

La utilización del regulador de carga está directamente relacionada con el uso de baterías. Es por ello que en muchas instalaciones solares en las que no hay sistema de almacenamiento energético, no hay tampoco regulador de carga. El regulador protege a la batería de sobrecargas y sobretensiones, y regula también los periodos de carga/descarga de la misma. Para ello, el regulador aplica algoritmos y protocolos de comunicación. Se puede decir entonces que el regulador ayuda también a alargar la vida útil de las baterías.

En cuanto a los tipos de regulador de carga, existen principalmente dos:

- Regulador PWM: Este regulador realiza una modulación por pulsos, trabajando únicamente con corte de paso de energía entre los paneles solares y las baterías. Para trabajar, necesita que la tensión de salida de los paneles sea la misma que la tensión a la que trabaja la batería. Debido a esto, en muchos casos, el regulador trabajará en puntos en los que la intensidad del panel no es la máxima posible, por lo que habrá momentos en los que no se podrá aprovechar toda la producción solar. El funcionamiento es tal que cuando la batería llega a la tensión señalada por los paneles, se corta el contacto entre los paneles y la batería, evitándose así una sobrecarga. De esta forma se produce también una pérdida de rendimiento, lo que supone una desventaja. Por otro lado, este tipo de regulador tiene como ventajas su precio no elevado y ligereza en cuando al peso.
- Regulador MPPT: Trabaja aprovechando la máxima producción energética, ya que como su nombre indicia, trabaja en el punto de máxima potencia (MPPT). Corta el paso de corriente hacia la batería cuando esta se encuentra cargada, a la par que ajusta internamente el voltaje, siendo este último siempre superior al requerido por la batería. De esta forma se gana intensidad conservado la producción total de energía. A diferencia del regulador PWM, el regulador MPPT sí puede trabajar con los paneles a diferentes niveles de tensión, pudiendo así adecuarse al nivel de tensión que maximice la producción de energía en cada momento, siendo capaz de limitar también la tensión en las fases de absorción y flotación. Como es de suponer, su coste es más elevado que el del regulador PWM, pero también hay que tener en cuenta que el regulador MPPT siempre está aprovechando al máximo la producción energética, por lo que a la larga, pagar el sobrecoste respecto al regulador PWM, compensa en la gran mayoría de los casos. Otro aspecto que diferencia este regulador respecto al regulador PWM, es que el regulador MPPT incluye también un

controlador del punto de máxima potencia y un transformador de tipo buck, el cual reduce el nivel de tensión de corriente continua a la salida de los paneles para adaptarlo al nivel de tensión de corriente continua de las baterías, el cual es menor que el de los paneles.

4.2.3. Seguidor solar

El seguidor solar es un dispositivo mecánico que consta de una estructura móvil unida al panel solar, cuya función es la de orientar los paneles óptimamente para conseguir así la máxima producción energética. Esta orientación de los paneles solares consiste en optimizar el ángulo con el que la radiación solar incide sobre los paneles.

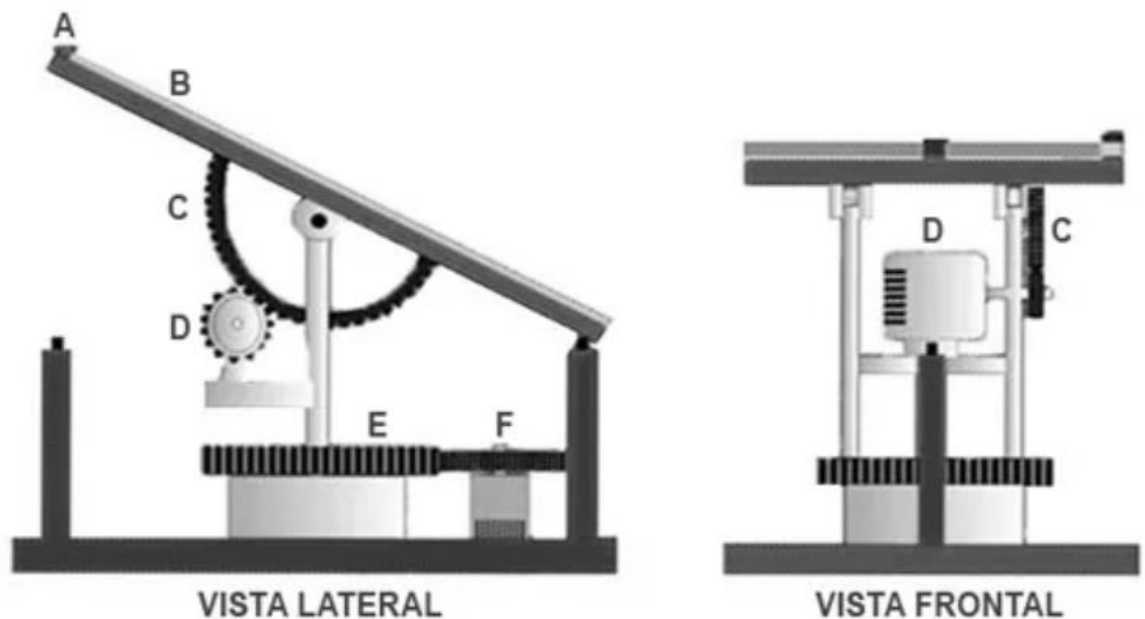


Figura 4.18: Mecanismo de un seguidor solar [52]

El ángulo con que los rayos de Sol inciden sobre los paneles se conoce como ángulo de incidencia. Este parámetro es de vital importancia en toda instalación fotovoltaica, ya que dicho ángulo tiene relación directa con la producción energética. Cuando más perpendicular es este ángulo a los paneles solares, mayor es la producción de energía. De esta forma, los seguidores solares intentan que el ángulo formado entre el panel solar y la radiación que recibe sea lo más cercano a 90° . Los paneles solares pueden tener uno o dos ejes.

- Seguidor a un eje: Este tipo de seguidor puede moverse en una única dirección, existiendo tres tipos a su vez:
 - Eje horizontal: El seguidor gira sobre un eje horizontal orientado en dirección norte-sur. Su objetivo es hacer coincidir la normal a la superficie con el meridiano terrestre que contiene al Sol.
 - Eje polar: El seguidor gira sobre un eje orientado en dirección sur con una inclinación de ángulo igual a la latitud. Su objetivo es hacer coincidir la normal a la superficie con el meridiano terrestre que contiene al Sol. Tiene una velocidad de giro de media de en torno a 15° /hora.
 - Eje azimutal: El seguidor gira sobre un eje vertical cuyo ángulo de superficie es constante e igual a la latitud. Su objetivo es hacer coincidir la normal a la superficie con el meridiano local que contiene al Sol. Tiene una velocidad de giro variable.

- Seguidor a dos ejes: Se mueve en dos direcciones, una con orientación norte-sur y la otra con orientación este-oeste. Estos seguidores están diseñados para maximizar la producción energética a lo largo de todo un año, por lo que pueden variar su orientación en cada estación, además de seguir el Sol durante todo el día. Por ello, este tipo de seguidores es más preciso y por lo tanto eficiente que los seguidores a un eje.

A su vez, el sistema de accionamiento mecánico de los seguidores puede ser:

- Eléctrico: Es el más extendido.
- Manual: Es el más barato y extendido para pequeños usos.
- Hidráulico: Usado principalmente en seguidores de gran tamaño y peso.
- Gravitatorio: Es el sistema más novedoso, que además, no precisa de accionamiento eléctrico, pero que tiene en su contra el hecho de perder el control de la posición del seguidor.

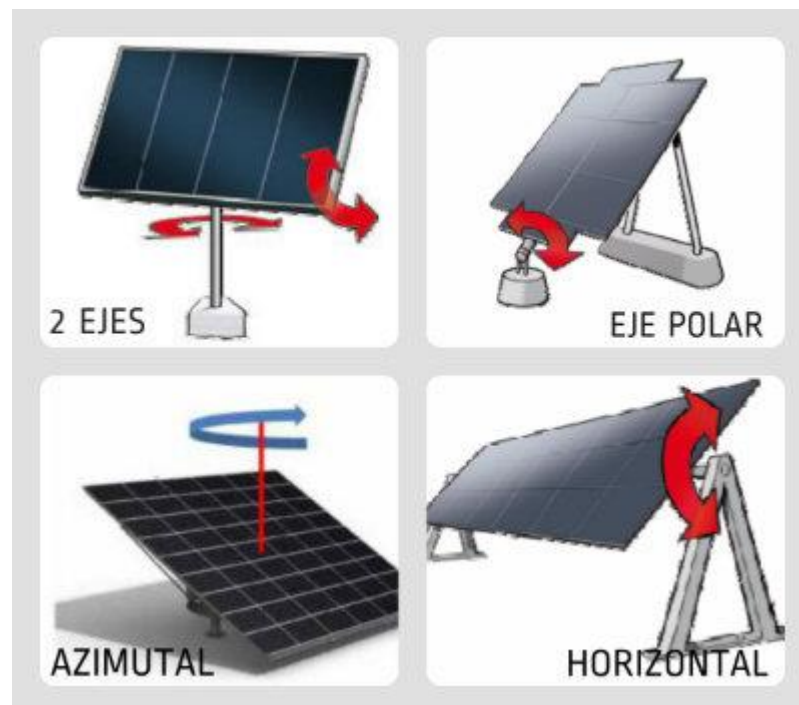


Figura 4.19: Comparativa de seguidores solares polares, azimutales, horizontales y a 2 ejes [53]

4.2.4. Inversor

Este dispositivo tiene como función la de transformar la corriente continua producida por los paneles en corriente alterna apta para su transporte y/o consumo. En la actualidad, existen numerosos tipos de inversores con todo tipo de

funcionalidades y aplicaciones, no obstante, su misión fundamental no deja de ser en todo caso la de conversión CC-CA.

Sus parámetros más importantes en términos de diseño y aplicación son:

- Tensión de entrada: Es el valor de tensión que puede asimilar el inversor en conexión al sistema de baterías
- Potencia de salida: Es la potencia nominal que puede manejar el inversor. Un parámetro muy importante en este aspecto es el factor de potencia con el que se trabaje, lo que va en relación directa con la potencia expresada bien en vatios (W) o en voltiamperios (VA). Por esta razón, será muy importante saber si las cargas tienen naturaleza resistiva, inductiva o capacitiva.
- Potencia pico: Como su nombre indica, es la máxima potencia que puede soportar el inversor durante periodos puntuales transitorios. Esta potencia suele ser del doble de la potencia nominal.
- Temperatura: Es un parámetro también muy importante, ya que la temperatura está relacionada directamente con el paso de corriente, y por consiguiente, con la potencia a entregar. Los parámetros estándar que se suelen manejar son de soportar el doble de potencia nominal durante unos pocos segundos a 25°C.
- Tensión de funcionamiento: Es la tensión a la que trabajan los inversores. Este parámetro puede variar desde los 12-24-36-48 V en aplicaciones para baterías, hasta los 500 V en el caso de aplicaciones para conexión a red. En ambos casos es fundamental conocer este valor, ya que en el caso de las baterías habrá que adaptarse a su tensión de trabajo, y en el caso de conexión a red, para calcular el tamaño de la estación transformadora, ya que la red eléctrica trabaja a tensiones mayores que las de los inversores.
- Consumo en standby: Es el valor de energía que consume el inversor cuando no está trabajando. Este valor será mayor cuando mayor sea también el inversor.

En términos generales, los inversores se pueden clasificar como:

- Inversores de conexión a red: Son los inversores más utilizados ya

que son aquellos que toda planta solar debe tener para verter su energía a la red eléctrica, aunque también están presentes en instalaciones de autoconsumo. Estos inversores incorporan también seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) para maximizar la producción de energía eléctrica. Internamente, tienen un algoritmo conocido como algoritmo de bucle de enganche, el cual sincroniza la corriente alterna de salida con la corriente alterna de la red eléctrica, lo que permite que la energía generada por los paneles pueda ser tanto inyectada a la red como consumida en la instalación (por ejemplo en viviendas en el caso de autoconsumo). A su vez, este tipo de inversores no es capaz de generar una onda sinusoidal de alterna a valores nominales de tensión, por lo que precisan de seguir una onda ya sea la de la red o la de un inversor de baterías. Estos inversores pueden a su vez dividirse en:

- Inversor de autoconsumo directo: Estos inversores transforman la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna, la cual la suministran directamente a la instalación de autoconsumo, como puede ser una vivienda por ejemplo. La tensión de dicho inversor es algo superior a la tensión de la red, por lo que la energía generada por los paneles se consume con prioridad respecto a la energía suministrada por la red. El funcionamiento es entonces tal que la instalación de autoconsumo es abastecida por los paneles siempre que la energía producida por estos sea suficiente. En caso contrario, la diferencia de energía será tomada de la red. Existe también la disponibilidad de no verter a red usando dispositivos de inyección nula.
- Inversor de autoconsumo con baterías: Este tipo de inversores, cuenta a mayores (respecto a los inversores directos) con un sistema de almacenamiento compuesto a base de baterías, el cual es capaz de almacenar los excedentes de energía, para poder usar esta con posterioridad cuando sea requerida.

- Inversores aislados: Este tipo de inversores son utilizados en las instalaciones no conectadas a red, y que por tanto están aisladas del sistema eléctrico. Estos inversores, convierten la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna. Necesitan de un sistema de almacenamiento energético (baterías) debido a que las instalaciones no tienen conexión a red. A su vez, son capaces de generar una onda sinusoidal a partir de la energía extraída de las baterías. Estos inversores pueden a su vez dividirse en:
 - Inversores aislados: Tienen como función principal alimentar las cargas de alterna mediante la transformación de la corriente continua generada. Constan de protecciones tales como sobretensión, sobrecarga, cortocircuito, subtensión, sobretemperatura, inversión de polaridad, etc.
 - Inversor con cargador: Este tipo de inversores, además de contar con baterías, cuentan también con un cargador o cargadores para alimentar a las mismas. Estos inversores alimentan a las baterías a través de fuentes de energía tales como la red eléctrica, grupos electrógenos o motores diésel principalmente. Como se puede deducir, la gran ventaja de este tipo de inversores es que pueden alimentar las baterías con energía ajena a la producción energética de los paneles, lo que da independencia las baterías respecto a las condiciones meteorológicas y estado de los paneles solares. También tienen como ventaja el poder alimentar a las cargas en aquellos momentos en los que estas requieran de más energía respecto a la que los paneles les puedan proporcionar. Este sistema también permite por otra parte alimentar a las cargas mediante fuentes externas de energía, pudiendo utilizar la totalidad de la energía procedente de los paneles para cargar las baterías. En resumen, se podría deducir que el sistema de cargador proporciona cierta hibridación al sistema fotovoltaico, haciendo que este no dependa en su totalidad del recurso solar y condiciones meteorológicas.

- Inversores “3 en 1”: Este tipo de inversores reciben este nombre ya que son capaces de aglutinar tres elementos en el inversor: el propio inversor, el regulador de carga y el cargador de las baterías. Se puede decir que es el tipo de inversor más completo, ya que es capaz de gestionar toda la energía de la instalación, pudiendo visualizar incluso en un HMI los flujos de energía entre los paneles, las cargas y las baterías, de manera similar al que ya incorporan los coches híbridos y eléctricos. Debido a la gran funcionalidad de este tipo de inversores, su facilidad de instalación, reducido peso y cada vez más reducción de precio, su instalación está aumentando de manera muy significativa.

Otra forma o topología de clasificar los inversores, es acorde a su disposición y/u organización. Esta forma de clasificación, más que atender a parámetros y características propias de los mismos (como en la otra clasificación), atiende a parámetros generales de disposición respecto a la instalación, así como a requerimientos de cumplimiento de valores de tensión y corriente. De esta forma, los inversores se clasifican como:

- Inversor central: En esta configuración, la instalación consta de un único inversor. Esta configuración es la más habitual en grandes plantas e instalaciones. De esta forma, los inversores centrales son capaces de manejar grandes cantidades de potencia (tienen que evacuar la totalidad de la potencia generada por los paneles), así como tener numerosas entradas. Tienen una gran ventaja obvia en términos de mantenimiento, ya que, al existir un único inversor, el mantenimiento es prácticamente nulo en términos de complejidad y tiempo. No obstante, esta ventaja trae consigo a su vez una desventaja, como es que, pese a que el mantenimiento es muy reducido, cuando este se realiza, al haber un único inversor, hay que realizar una parada total de la instalación. Este tipo de inversor también tiene dos grandes desventajas como son la fiabilidad y la ausencia de seguidor de MPPT por panel. En el primer caso, al haber un único seguidor, un fallo en este se traduce en un fallo total que deja al sistema prácticamente inoperativo. En el segundo caso,

dicha ausencia se traduce en que un fallo o sombra en uno o varios paneles, hace que este se extienda por el resto de paneles de la instalación, lo que provoca una reducción de la eficiencia y producción energética de la planta. En algunos casos, en lugar de realizarse una única conversión CC-CA, se realiza una doble conversión, primero un convertidor elevador CC-CC, y luego, una conversión CC-CA. [54]

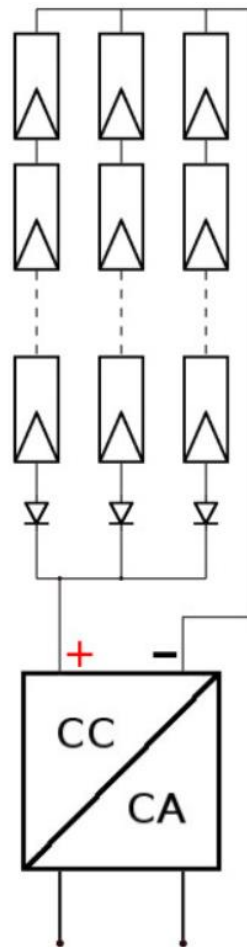


Figura 4.20: Esquema de inversor central [55]

- Inversor de cadena/multcadena: También es conocido como inversor string o multistring debido a su nombre en inglés. En este caso, en lugar de haber un único inversor que engloba todas las

cadena y paneles de la planta, existe bien un inversor por cadena (inversor de cadena o string), o bien un inversor por cada cierto número de cadenas (inversor multicadena o multistring). Mientras que los inversores de cadena manejan potencias más pequeñas (de hasta 15 kW generalmente), los inversores multicadena han de manejar lógicamente potencias más elevadas. Esta configuración mejora las cadencias del inversor central mencionadas anteriormente. Por una parte, en el caso de fallo de alguno o varios inversores, la planta puede seguir operando con cierta normalidad, ya que otros seguidores siguen operativos. En el caso del seguimiento MPPT, ocurre algo similar. Al haber más de un inversor, un fallo o sombra en algún panel se traduce en un fallo parcial de la planta en lugar de en un fallo global de la misma. En términos de mantenimiento, la ventaja y desventaja del anterior inversor se intercambian ahora. Ahora la desventaja es que, al haber más inversores, el mantenimiento es mayor, pero su ventaja es a su vez, que el mantenimiento de cierto número de inversores, provoca nuevamente un paro parcial de la planta en lugar de en un paro total de la misma.

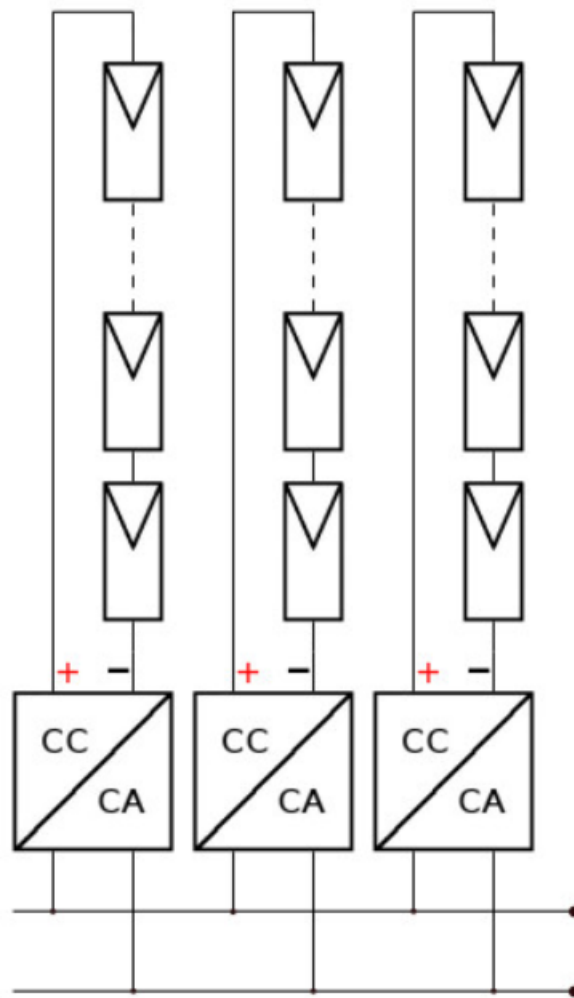


Figura 4.21: Esquema de inversor de cadena [55]

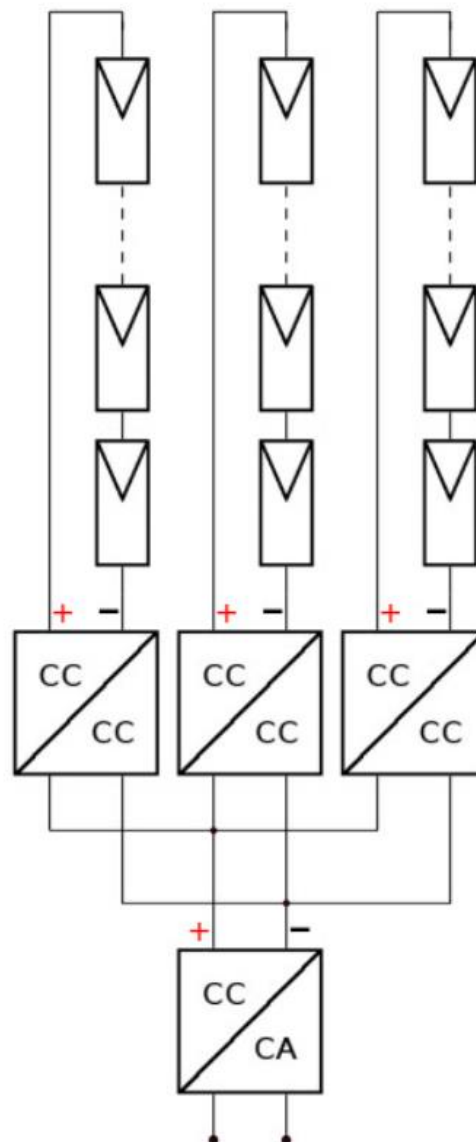


Figura 4.22: Esquema de inversor multicadena [55]

- Inversores de panel o microinverores: Este tipo de inversores van acoplados a cada panel de manera individual. De esta manera, esta es la disposición más eficiente desde todos los puntos de vista, ya que tanto la conversión CC-CA como el seguimiento MPPT se realiza de manera individual para cada panel fotovoltaico. Estos inversores manejan por lo tanto niveles de potencia muy bajos en comparación con los anteriores, siendo estos niveles los que

correspondan a la potencia del panel en sí. Pese a todas estas ventajas (las cuales se pueden resumir básicamente en que este tipo de inversores son con diferencia los más eficientes), su coste es también más elevado que el de otros inversores, por lo que su presencia en grandes plantas fotovoltaicas es escasa.

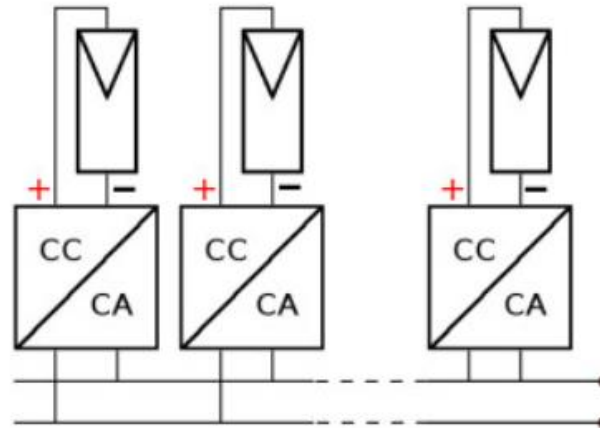


Figura 4.23: Esquema de inversor de panel o microinversor [55]

4.3. Sistemas de almacenamiento energético

Los sistemas de almacenamiento energético, conocidos también por las siglas ESS (provenientes del inglés Energy Storage Systems), han cobrado relevancia y sufrido grandes avances técnicos durante los últimos años. Estos cambios y avances sufridos por los ESS en los años recientes, han venido de la mano del correspondiente avance de las energías renovables. Esta relación energías renovables-ESS viene explicada en que como ya se ha mencionado en numerosas ocasiones anteriormente, las fuentes de energía renovables tales como el agua, el viento y el sol, dependen en gran medida de las condiciones meteorológicas (especialmente el viento y el sol, ya que el agua puede almacenarse). Debido a ello, y a diferencia de los combustibles fósiles tales como el gas, el petróleo y el carbón, los cuales pueden almacenarse y consumirse siempre que sean necesarios, las fuentes renovables no se pueden tener siempre disponibles para generar energía. A causa de esto, se han de desarrollar y perfeccionar sistemas de almacenamiento

energéticos que permitan tener un reservorio de energía disponible para consumirse, cuando no sea posible generar la misma (principalmente en periodos de ausencia de recurso eólico y solar).

Este desarrollo y mejora de los ESS, además de por los motivos expuestos en el párrafo anterior, vienen también explicados (como ya se ha mencionado anteriormente también) por el cambio del modelo generación-consumo instantáneo al modelo generación distribuida, directamente relacionado a su vez con las smart grids. De hecho, son los sistemas de almacenamiento energético los que están “ralentizando” el cambio de un modelo a otro, ya que como bien es sabido, pese a que la energía puede almacenarse cada vez en cantidades más grandes, lo cierto es que aún se está lejos en la actualidad de poder almacenar la misma en cantidades significativas a nivel mayoritario e industrial de consumo. Los sistemas de almacenamiento energético también juegan (y jugarán) un papel clave en el control de parámetros tales como frecuencia, potencia, tensión y corriente, los cuales permiten a su vez controlar la estabilidad de la red eléctrica. Este es claramente el caso del control de rampa (ramp rating control) en plantas solares, tema que aborda precisamente este trabajo.

Por todos estos motivos, el desarrollo, mejora y perfeccionamientos de los sistemas de almacenamiento energético jugará un papel clave y estratégico en el cambio de modelo energético que estamos viviendo.

Pese a que las baterías son el sistema de almacenamiento energético más conocido, debido a su popularidad, uso mayoritario e importancia, lo cierto es que existen numerosas tecnologías de almacenamiento energético. Incluso las baterías cuentan con una enorme amalgama de tecnologías, las cuales no paran de desarrollarse y mejorarse continuamente. Las principales tecnologías de almacenamiento energético son:

- Almacenamiento electromagnético: Este tipo de almacenamiento consiste en almacenar la energía eléctrica sin convertir ésta en ninguna otra forma de energía. De esta forma, la energía se almacena bien en campos eléctricos (condensadores o capacitores) o bien en campos electromagnéticos (bobinas o inductancias). Estas formas de almacenamiento no permitían manejar grandes cantidades de potencia, por lo que se han desarrollado sistemas

derivados de los mismos tales como los supercondensadores y superconductores, los cuales han incrementado la capacidad de almacenamiento de manera considerable respecto a sus predecesores. Existen a su vez cuatro tipos de esta forma de almacenamiento:

- Condensadores eléctricos: Como bien es conocido, el condensador es un dispositivo eléctrico que almacena energía en forma de campo eléctrico. Para ello, consta básicamente de dos placas separadas por un dielectro o el vacío. Al aplicar una diferencia de potencial entre dichas placas, estas adquieren carga eléctrica (una adquiere carga positiva y la otra negativa), creándose así un campo eléctrico que almacena energía, la cual es entregada al conectarse el condensador a una carga. Esto es conocido como ciclo de carga-descarga, y es el principio en el cual se sustenta el funcionamiento del condensador. Pese a que con los años el condensador ha ido evolucionando (el principio de funcionamiento del condensador fue descubierto por Ewald Von Kleist en 1745), especialmente en lo que a materiales usados como dielectro se refiere, lo cierto es que no ha llegado a sufrir un gran cambio en términos de almacenamiento, al menos en términos referidos a capacidades de almacenamiento considerables a nivel industrial.

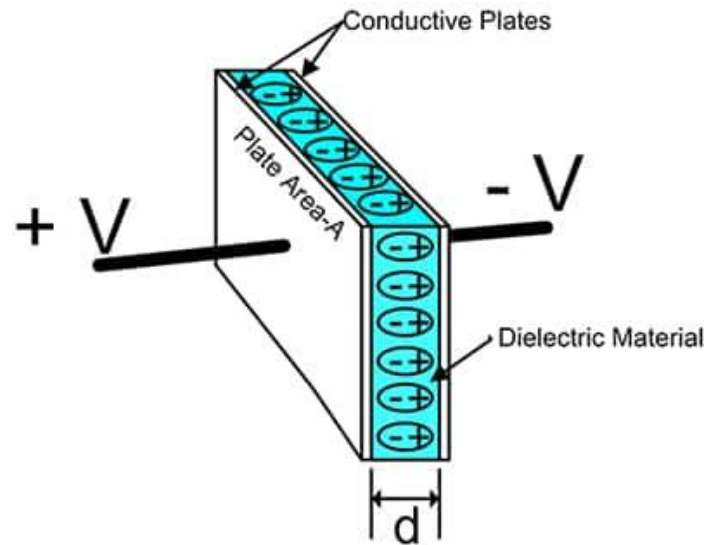


Figura 4.24: Esquema de un condensador eléctrico [56]

- Supercondensadores (SC): Son una “evolución” de los condensadores. Su principio constructivo no varía mucho respecto a los condensadores, ya que los supercondensadores están compuestos por dos electrodos conductores porosos. Para evitar el contacto entre los mismos, se dispone un separador entre ellos. Los electrodos están inmersos a su vez en un electrolito. Cada electrodo forma un condensador junto con el separador, de forma que el condensador (supercondensador) total resultante es la asociación en serie de dos condensadores. La separación entre las placas y el separador es extremadamente pequeña, mientras que la superficie existente entre las placas es extremadamente grande. De esta forma, en los supercondensadores se logra alcanzar una capacidad mucho mayor que en el caso de los condensadores convencionales. A su vez, la capacidad de los supercondensadores no es lineal, sino que depende de la tensión entre sus bornes. Los supercondensadores pueden llegar a tener una capacidad de hasta 7000 F/dm^3 y una energía de 30 KJ/ dm^3 . El sistema de almacenamiento total de un supercondensador se

compone entonces de un condensador y de un convertidor, el cual controla los ciclos de carga y descarga. Dependiendo de la aplicación y la situación, el convertidor puede ser CA-CC o CC-CC bidireccional (para cargar y descargar el condensador). Los supercondensadores son utilizados principalmente en aplicaciones que requieran de gran potencia en vez de gran energía, ya que no son capaces de almacenar esta última en grandes cantidades, pero sí pueden entregarla o absorberla rápidamente. Por esta razón, los supercondensadores son ampliamente utilizados para mejorar la respuesta dinámica de un sistema eléctrico. Para ello, los supercondensadores absorben picos de potencia durante unos segundos.

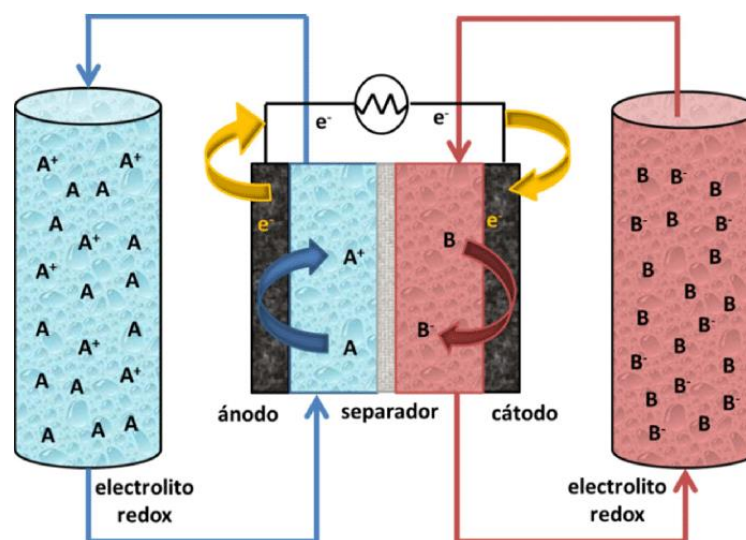


Figura 4.25: Esquema de un supercondensador [57]

- Inductancias: También conocidas como bobinas, al igual que en el caso de los condensadores, las inductancias comenzaron a usarse ya en el siglo XIX. La inductancia se compone básicamente de un núcleo de ferrita alrededor del cual se enrolla un conductor. Al hacer circular corriente por dicho conductor, se crea un campo magnético a través del cual se puede

almacenar energía. Pese a que con el paso de los años dichos dispositivos se han lógicamente mejorado, al igual que ocurre en los condensadores, no han llegado a sufrir un gran cambio en términos de almacenamiento, en lo que a capacidad de almacenamiento considerable a nivel industrial se refiere.

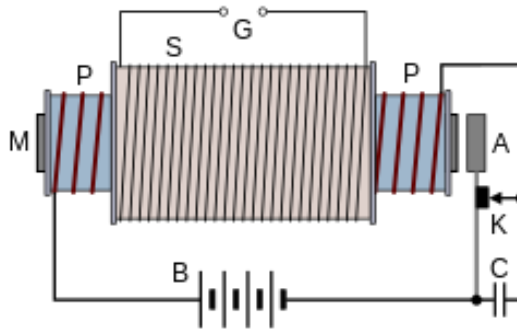


Figura 4.26: Esquema de una inductancia [58]

- Superconductores (SMES): Estos dispositivos están basados acorde al funcionamiento de las bobinas y al incremento de la conductividad a temperaturas bajas que presentan los materiales. Los superconductores almacenan energía en forma de campo magnético, el cual es creado por una corriente que circula por una bobina superconductora, la cual es enfriada criogénicamente. Para almacenar dicha energía, se usan bobinas de gran inductancia, así como corrientes de elevados valores. Para ello, es necesario que las pérdidas por efecto Joule (creadas al circular la corriente por el conductor) sean las mínimas posibles. Para ello, se utilizan conductores con resistencias muy bajas. De esta forma, se consiguen calentamientos mínimos para elevados valores de corriente.

Los superconductores son cargados desde la red eléctrica por medio de convertidores CA-CC o CC-CC. Cuando se consigue el valor de corriente deseado, la bobina se desconecta de la red,

permaneciendo dicho valor de corriente circulando indefinidamente hasta el momento en el que se requiera extraer energía de ella. Los superconductores tienen como principales ventajas que los ciclos de carga-descarga son muy cortos, por lo que la energía está disponible casi de manera instantánea. En otros sistemas de almacenamiento, tales como los sistemas de aire comprimido o las centrales hidráulicas de bombeo, este tiempo de retardo es mucho mayor. Por esta razón, la potencia específica de los superconductores es muy elevada. Otras ventajas son las bajas pérdidas, y por lo tanto los elevados rendimientos que presentan, en torno a valores del 95%. También está como punto muy a favor, que al ser inmóviles las partes de estos dispositivos, los ciclos soportados de carga y de descarga son tremendamente elevados (millones). Por otro lado, los superconductores tienen en contra que, pese a todo ello, la energía almacenada en términos de consumo industrial, es muy pequeña. El hecho de tener que poseer un sistema de criogenización, también es una desventaja, ya que dicho sistema es muy costoso. Otras desventajas son la gran robustez que tienen que tener dichos dispositivos (debido a las grandes fuerzas de Lorentz que aparecen a causa de las elevadas corrientes), así como también el elevado coste comercial que tienen. Actualmente, sus principales aplicaciones son en el control de la calidad de la energía y como estabilizadores en redes de distribución. En el primer caso, entregan un suministro de energía ultralimpio. En el segundo caso, los superconductores se usan para controlar las fluctuaciones provocadas por cargas muy variables acopladas a redes de distribución. De esta forma, se controla el nivel de tensión en la red, evitando así el colapso de la misma.

Actualmente, se pueden encontrar instalaciones de hasta 30 MW con capacidades de almacenamiento de 100 kWh para autonomías cercanas al minuto.

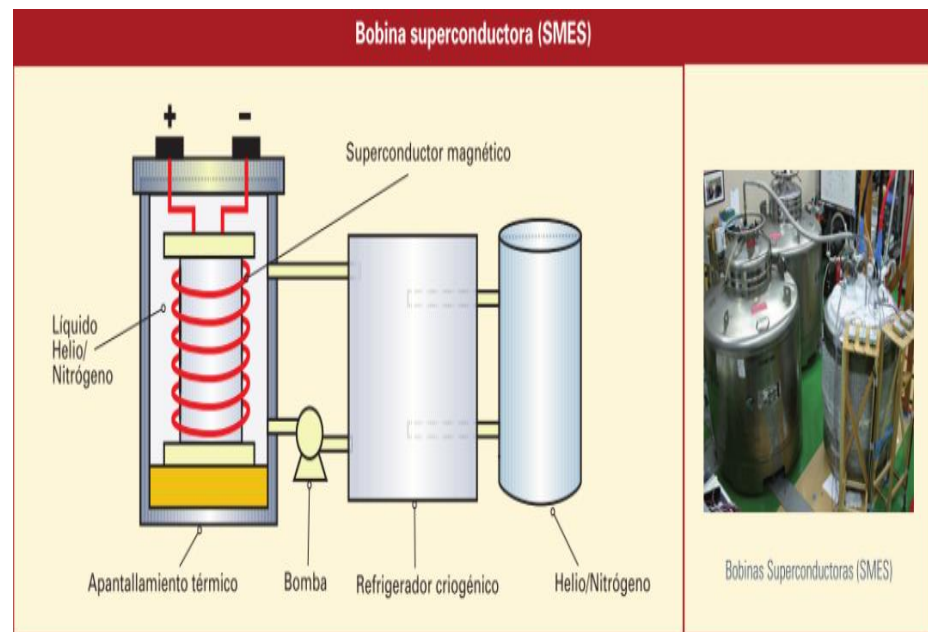


Figura 4.27: Esquema de un superconductor [59]

- Almacenamiento mecánico-cinético-potencial: En esta forma de almacenamiento, la energía eléctrica se almacena mediante la transformación previamente de la misma en energía mecánica, ya sea cinética o potencial. Este tipo de almacenamiento está regido entonces por el Principio de Conservación de la Energía Mecánica, el cual establece que la energía del sistema no se crea ni se destruye, simplemente se transforma. En este caso, la transformación se basa a su vez en la descomposición de la energía mecánica en sus dos componentes, la energía cinética y la energía potencial, es decir, la energía que un cuerpo posee por el mero hecho de tener una velocidad (energía cinética) y estar sometido a los efectos de la gravedad a una cierta altura (energía potencial). De todo ello, se derivan distintas formas de almacenamiento basadas en estos principios:

- Volantes de inercia (FES): Son dispositivos capaces de almacenar la energía cinética de una masa en movimiento, la cual gira a una velocidad, teniendo por ello una gran inercia. El sistema consiste en un gran disco con gran inercia, el cual se conecta a un motor-generador y a un convertidor. La energía se almacena mientras el motor está en movimiento (acelerando), devolviéndola cuando frena (desacelerando). Por ello, la cantidad de energía depende en gran medida de la velocidad de giro del sistema. En muchos casos, los discos se disponen en cámaras de vacío, reduciéndose así la fricción (pérdidas) y captando más energía. Esto sirve también para evitar que el disco salga despedido en caso de rotura del eje. También se suelen utilizar (especialmente en aplicaciones de alta velocidad) suspensores magnéticos (rotor suspendido) para reducir aún más (casi por completo) la fricción, evitando también así el uso de lubricantes.

Cuando el FES funciona en modo generador (frenando), la velocidad del generador y la frecuencia del voltaje generado, varían mucho, por lo que el sistema no puede acoplarse directamente a red. Para poder acoplarlo, se instalan convertidores de potencia.

Los volantes de inercia pueden clasificarse a su vez en dos grandes grupos, los que giran a altas velocidades (en torno a 6.000 rpm) y los que giran a altas velocidades, en un rango aproximado de 10.000 a 50.000 rpm. También puede clasificarse atendiendo a su densidad energética, clasificándose en este caso en baja densidad (hasta 10 Wh/kg), densidad media (10 - 30 Wh/kg) y alta densidad (por encima de 30 Wh/kg).

En cuanto a sus ventajas y desventajas, entre las primeras están la rápida respuesta, altas densidades de potencia, reducido mantenimiento, no necesidad de uso de sustancias químicas peligrosas (punto muy a favor respecto a las baterías), elevada vida útil (superior a 100.000 ciclos) y rendimientos elevados de

en torno al 86%. Por otro lado, sus inconvenientes son su elevado coste (en torno a 3.000 €/kWh), poca capacidad de almacenamiento energético y peso elevado.

Entre sus principales aplicaciones están su uso en sistemas SAI de alimentación ininterrumpida, máquinas y sistemas de transporte tales como trenes y grúas (en donde se requiere un suministro energético durante un breve espacio de tiempo) y en sistemas de estabilización de red mediante frecuencia-tensión (debido a su respuesta rápida). A causa de su baja densidad energética, se usan también mucho como complemento de apoyo a otras tecnologías de almacenamiento de energía.

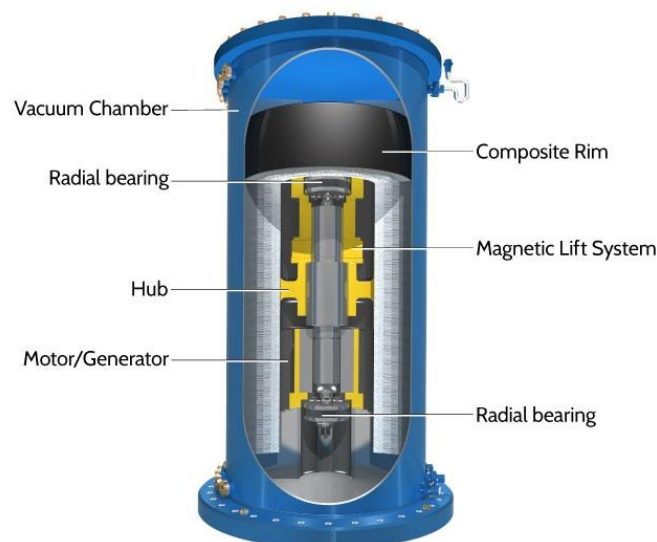


Figura 4.28: Esquema de un volante de inercia [60]

- Centrales hidráulicas de bombeo (HPES): También conocidas como centrales hidráulicas o hidroeléctricas reversibles, son quizás el sistema de almacenamiento más conocido, tanto por su gran utilización desde hace ya muchos años (su primer uso data del año 1890 en Italia y suiza, su ya gran relevancia en el sistema eléctrico y su gran potencial y capacidad energética en

comparación a otros sistemas. Debido a todo ello, se las conoce también con el sobrenombre de “baterías gigantes”. Su principal diferencia respecto a las centrales hidráulicas convencionales, es que las centrales reversibles, además de poder lógicamente turbinar, también pueden bombear. Por este motivo, en vez de operar con un único embalse o en el margen de un río (como las centrales hidráulicas convencionales), operan entre dos embalses (embalse superior y embalse inferior), funcionando el embalse superior como reservorio energético. En muchos casos, alguno de estos dos embalses (especialmente el superior) es artificial.

Su modo de funcionamiento es tal que se turbinan en las horas punta en donde hay alta demanda energética, y se bombea en las horas valle en donde la demanda de energía baja. De esta forma, se realiza un ciclo cerrado de turbinado-bombeo de agua entre los embalses superior e inferior. De esta forma, se puede ver como la capacidad de reserva energética en este tipo de centrales es muy elevada. A su vez, la capacidad energética dependerá de la cantidad de agua almacenada en el depósito superior y de la diferencia de cotas entre ambos embalses. Cuanto mayor sean estas variables, mayor será la energía disponible o almacenada, como se puede observar en la Ecuación 4.1:

$$W = V * \rho * g * H$$

Ecuación 4.1, donde W es la energía disponible o almacenada [J], V es el volumen de agua en el depósito superior [m³], ρ es la densidad del agua [kg/m³], g es el valor de la gravedad [m/s²] y H es la diferencia de cotas entre ambos embalses [59]

Es tal la importancia de este tipo de centrales, que representan el 99% del almacenamiento energético a nivel mundial

actualmente. Su rendimiento depende en gran medida de la tecnología usada. En plantas antiguas, los rendimientos giraban en torno al 60%, mientras que en las más recientes, estos rendimientos suben a valores de hasta incluso el 80%.

Estas centrales se usan sobre todo para equilibrar la red (son capaces de responder a cambios de demanda en muy poco tiempo), como grandes reservorios de energía para usar cuando sea preciso, como regulación primaria y secundaria de la red (lo que sirve como complemento y suplemento de otras fuentes de energía, especialmente de origen renovable, mirando ya sobre todo cara a las opciones de futuro). Otro de sus grandes puntos a favor es su versatilidad. Pese a que en la práctica totalidad de los casos (actualmente) este tipo de centrales funcionan entre dos embalses (superior e inferior), lo cierto es que el embalse inferior puede ser sustituido por el propio mar u océano (como ya ocurre con muchas centrales de este tipo en la actualidad), e incluso, y como ya se está desarrollando actualmente, puede ser sustituido por depósitos subterráneos y/o submarinos. A su vez, y como ya se mencionó antes, en muchos casos, alguno de los dos embalses suele ser artificial, lo que extrapolándolo, daría lugar a poder crear grandes reservas energéticas mediante la construcción de dos embalses artificiales en aquellas zonas que carezcan de ellos, pero su orografía permita una diferencia de cota rentable entre los mismos para poder turbinar de manera eficiente. A su vez, y llevando esto al campo de la generación distribuida, en los propios hogares, se podría tener un sistema similar al de este tipo de centrales, sustituyendo los embalses por depósitos de agua instalables en las viviendas.

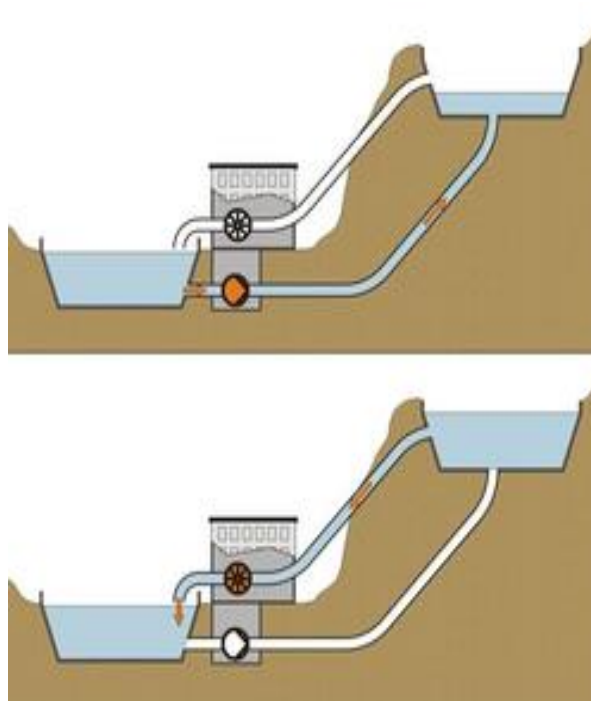


Figura 4.29: Esquema de funcionamiento de una central hidráulica de bombeo [61]

- Sistemas de aire comprimido (CAES): En estos sistemas de almacenamiento, la energía se almacena en forma de aire comprimido en un depósito hermético subterráneo, los cuales pueden ser tanto naturales como artificiales. Esto es un punto que da mucha versatilidad, ya que, en el caso de depósitos naturales, se pueden escoger instalaciones como pozos, acuíferos, túneles, minas, etc. A su vez, dicho almacenamiento puede realizarse bien a volumen constante o bien a presión constante. En el primer caso, se necesitan grandes depósitos de almacenamiento. En el segundo caso, el aire es almacenado a presión constante en depósitos de volumen variable. En este caso, los depósitos se han de situar a grandes profundidades, provocando también así a su vez unos mayores rendimientos en el turbinado, lo que implica no obstante unos costes de operación elevados.

Cuando la energía es precisada, el aire es descomprimido en el depósito de almacenaje a través de una turbina multietapa. Esta turbina mueve un generador, produciendo así energía. La capacidad de energía a generar depende a su vez del volumen y presión a la que el aire es almacenado. A más volumen y presión, mayor energía se podrá producir. No obstante, dicha capacidad de producción energética depende de otros factores, entre los que destaca la temperatura. Este parámetro (temperatura), cobra gran relevancia, ya que en la etapa de compresión, el aire es comprimido en varias etapas en torno a 60-80 bar. En este proceso, el almacenaje se realiza a temperatura ambiente, produciéndose no obstante una pérdida calorífica. Cuando el aire es requerido, se ha de descomprimir. En esta etapa de descompresión (expansión), el aire ha de ser calentado. Para ello, puede recurrirse a varios métodos, siendo el más extendido el de la quema de gas natural. Esto tiene no obstante un punto en contra como es el de la generación de CO₂ que se produce en dicha combustión. No obstante, existen actualmente ya en el mundo plantas adiabáticas de aire comprimido, destacando por ejemplo una en Alemania con una potencia de 290 MW y una eficiencia del 48%, y otra en Estados Unidos con una potencia de 110 MW y una eficiencia del 54%.

Una ligera variación de estos sistemas CAES, y la cual cabe ser destacada, son los sistemas CAES submarinos. Dichos sistemas, almacenan el aire en una especie de globos (similares a los aerostáticos) situados debajo del agua. Su diseño se ha concebido principalmente para dar soporte a los parques eólicos marinos. Las principales ventajas de estos sistemas CAES submarinos respecto a los sistemas CAES convencionales son el que los primeros no tienen limitaciones geológicas, sus diseños son modulares y escalables, los tiempos de arranque son inferiores (en torno a 2 minutos en los submarinos) y sus

eficiencias son ligeramente mayores que los de los convencionales.

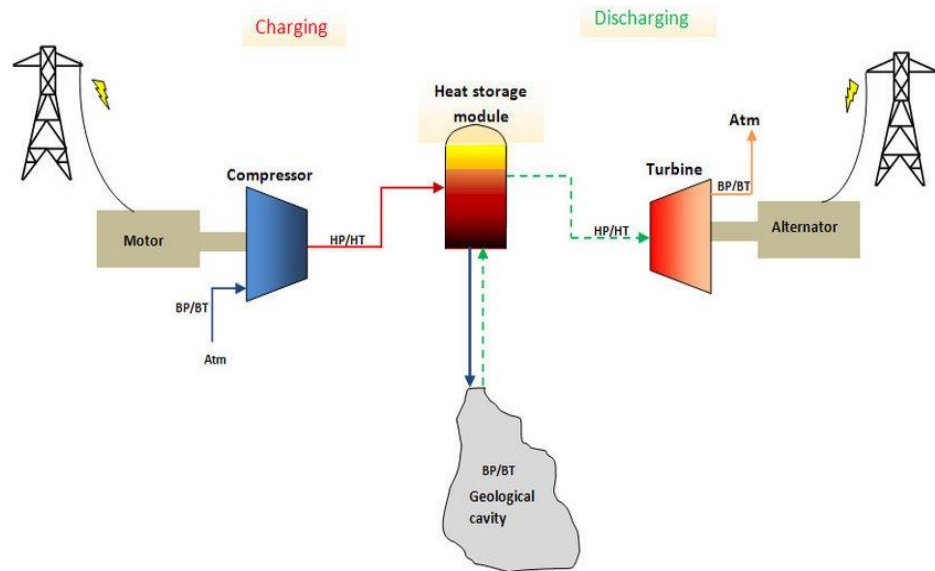


Figura 4.30: Esquema de funcionamiento de un sistema CAES

[62]

- Torres de hormigón: Se trata de un novedoso sistema que consiste en una grúa y unos bloques de hormigón. Su principio de funcionamiento como reservorio energético, está basado en el que rige las centrales hidráulicas de bombeo. El sistema funciona de tal manera que, inicialmente, todos los bloques se hayan apilados en el suelo, lo que se conoce como “estado descargado”. Cuando haya excedentes de energía (idealmente proveniente de fuentes renovables, mirando ya cara al futuro), la grúa va subiendo los bloques de tal manera que estos conforman finalmente una estructura semejante a una torre. Cuando todos estos bloques se hayan dispuestos conformando dicha torre, se alcanza el estado conocido como “cargado”. Una vez alcanzado este punto, cuando se requiera energía de dicho sistema, la grúa

hará descender los bloques, los cuales moverán al mismo tiempo un alternador, produciendo así energía. Actualmente, existe ya un modelo de este tipo de torres. Consta de una grúa de 120 m de altura y 6 brazos, con bloques de hormigón de 35 toneladas cada uno.

Este sistema tiene como ventajas su facilidad de funcionamiento, así como su elevada eficiencia (en torno al 85%). Su principal punto en contra es la gran contaminación que se produce en la fabricación del cemento (principal componente del hormigón). Sería algo ilógico aprovechar energía renovable para generar a su vez energía a través del movimiento de un material (cemento-hormigón) cuya fabricación es muy contaminante. Sin embargo, esto tiene una fácil solución. En primer lugar, hoy en día es ya posible fabricar cemento reciclado. Por otro lado, y como se ha podido deducir de la explicación del funcionamiento de este dispositivo, a última hora, dicho funcionamiento consiste básicamente en apilar objetos para conformar una estructura desmontable, para que luego, al desmontarla, dichos objetos muevan un alternador, es decir, el principio de funcionamiento está basado, al fin y al cabo, en la conservación de la energía mecánica (descomposición de energía cinética y potencial). Debido a esto, los bloques de hormigón podrían ser sustituidos por una gran lista de alternativas como bidones de agua, de áridos, materiales reciclados, etc. Sí que es verdad, y como también se ha podido deducir, que a mayor peso de los bloques (o sus sustitutos) y mayor altura de la grúa, mayor energía se generará. No obstante, estos parámetros (peso y altura) pueden ser compensados el uno con el otro (o a la vez, lo cual sería lo ideal).

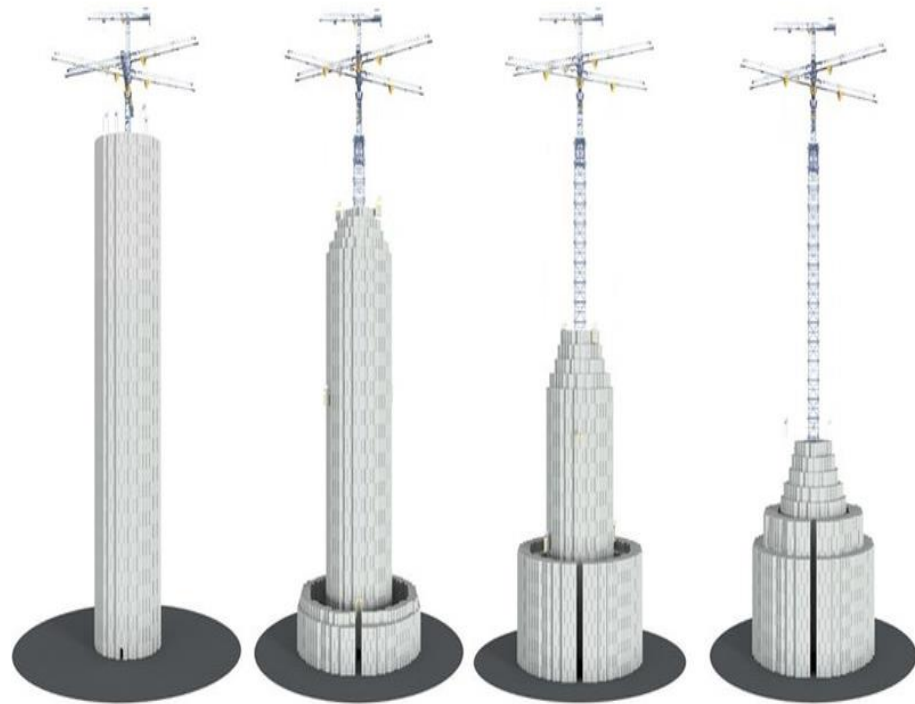


Figura 4.31: Esquema y fases de una torre de hormigón [63]

- Almacenamiento electroquímico: En este tipo de almacenamiento, la energía eléctrica es transformada en energía química para que pueda ser almacenada. Hay dos tecnologías principalmente usadas, las baterías y las pilas de combustible.
 - Baterías: Son quizás los sistemas de almacenamiento energético más conocidos y a la vez importantes. Esto se debe a su uso generalizado en numerosos aspectos tanto a nivel industrial como de la vida cotidiana. Por todo ello, son también los dispositivos de almacenamiento que más evoluciones han tenido a lo largo de los años, de los que más variantes existen, y de los cuales se espera también que jueguen un papel clave en el futuro energético. Debido a esto, son numerosas las líneas de investigación, desarrollo y prototipos que se están realizando, y de las cuales se esperan grandes avances y novedades.

Como se ha mencionado, son muy numerosos los tipos de baterías que existen, por lo que son numerosas las clasificaciones que se pueden hacer. En este caso, se realizará una clasificación acorde a si los electrodos son sólidos o líquidos. No obstante, cabe también mencionar que otra clasificación muy importante sería clasificar las baterías en primarias y secundarias. Las primarias son aquellas en las que la energía química se puede convertir en energía eléctrica, pero no revertir. Por ello, estas baterías son también conocidas como recargables. En el caso de las baterías secundarias, la transformación energía química - energía eléctrica es reversible, por lo que estas baterías son recargables. Sin embargo, se ha decidido clasificar las baterías acorde al estado sólido o líquido de los electrodos ya que la mayor parte de las baterías primarias, además de no ser recargables, sus capacidades son pequeñas, y sus usos se limitan entonces en la mayor parte de los casos a dispositivos eléctricos y electrónicos cotidianos y/o de no gran tamaño. Por estas razones, estas baterías primarias no tienen gran interés a nivel industrial y/o de producción energética a gran escala, campo en el como es de suponer, interesan baterías que se puedan recargar y que a la vez puedan almacenar cantidades de energía importantes.

Dentro de las baterías con electrodos sólidos, las más destables son las de plomo ácido, las de níquel y las de litio.

Las baterías de plomo ácido (Pb-Ac) son uno de los tipos de baterías más usados (ya desde hace años) y que se emplean en diversos ámbitos, desde su uso en vehículos hasta en sistemas fotovoltaicos. Poseen dos electrodos de plomo, el cátodo formado por dióxido de plomo (PbO_2) y el ánodo formado de plomo esponjoso (Pb). El electrolito es ácido sulfúrico en solución acuosa (H_2SO_4). Tienen como principales ventajas su gran madurez tecnológica, gran versatilidad, bajo coste y bajo mantenimiento. Por el contrario, tienen su baja densidad

energética, pocos ciclos de descarga, gran dependencia de la capacidad con la temperatura y su mala facilidad de reciclaje. A su vez, existen dos subtipos principales de estas baterías. Por un lado, las baterías VLA (electrolito inundado y ventiladas) y por otro lado, las baterías VRLA (selladas y reguladas por válvula). Las primeras son las más usadas, destacando su uso en aplicaciones que requieran descargas profundas (aplicaciones de tracción) y aplicaciones que requieran suministrar energía de control (por ejemplo, en subestaciones y centros de transformación). Las segundas, pueden a su vez presentarse bien con el electrolito separado por un separador poroso de fibra de vidrio (baterías AGM), o bien con el electrolito mezclado junto a un agente gelificante (baterías de gel).

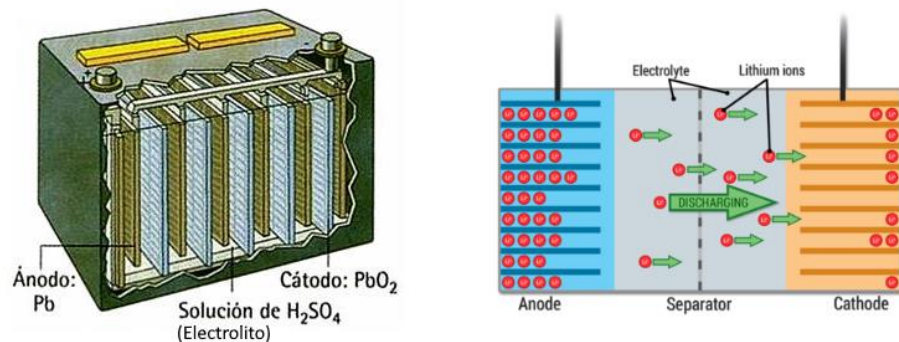


Figura 4.32: Esquema de una batería de plomo ácido [64]

Las baterías de níquel (Ni), son también baterías que cuentan con una larga trayectoria. Existen a su vez varios subtipos de estas, en función del elemento que se combine con el níquel. Los principales son las baterías de níquel-hierro (Ni-Fe), baterías de níquel-hidruro (Ni-MH) y baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd). Las baterías Ni-Fe se componen de finos tubos enrollados por láminas de acero niquelado. Su ánodo está compuesto de trihidróxido de níquel (Ni(OH)₃) y su cátodo de

hierro (Fe). El electrolito se compone de hidróxido de potasio (KOH). Presentan gran robustez, descargas profundas y largas vidas útiles. Por el contrario, sus desventajas son el alto coste, mala retención de carga y baja energía específica. Actualmente, estas baterías se encuentran prácticamente en desuso.



Figura 4.33: Batería de Ni-Fe [65]

Las baterías Ni-MH son una evolución-variación de las baterías de Ni-H. Emplean oxihidróxido de níquel (NiOOH) en el ánodo y una aleación de hidruro metálico en el cátodo. Tienen como ventajas su reducido efecto memoria y unas buenas capacidades de carga. Respecto a las baterías de Ni-Cd, cuentan como punto muy a favor que no usan cadmio, elemento el cual es muy contaminante. Como puntos en contra tienen principalmente las altas tasas de autodescarga, lo que limita su uso en aplicaciones que requieren consumos continuos de energía.



Figura 4.34: Batería de Ni-MH empleada en el sector automovilístico [66]

Las baterías Ni-Cd tienen un ánodo compuesto de cadmio metálico (Cd) y su cátodo de trihidróxido de níquel (Ni(OH)_3). El electrolito se compone de hidróxido de potasio (KOH). Tienen buena capacidad de recarga, pero su elevado efecto memoria, baja densidad energética y presencia de cadmio (elemento muy contaminante), hacen que estas baterías estén cada vez más en desuso.



Figura 4.35: Batería de Ni-Cd empleada en un automóvil [67]

Las baterías de litio (Li), son aquellas compuestas principalmente por dicho componente. Son las baterías que más desarrollo han sufrido durante los últimos años, así como también son aquellas en las que más desarrollos y avances se están realizando debido al papel que juegan y jugarán en el cambio energético. Estas baterías pueden a su vez dividirse en dos, las baterías de iones de litio (Li-Ion) y las baterías de polímero de litio (LiPo). Las primeras, constan de dos o tres celdas (por lo general), usando una sal de litio como electrolito. En cuanto a los electrodos, estos pueden estar conformados de distintas sustancias como el óxido de litio-cobalto (LiCoO_2), litio-manganeso (LiMn_2O_2) y litio-ferrofosfato (LiFePO_4). Son las baterías que con diferencia más se emplean en la actualidad en el campo de la electricidad y electrónica de pequeña-media potencia y/o tamaño. Destacan por su gran densidad energética, ligereza, buena resistencia a la descarga, pequeño tamaño y reducido efecto memoria. Por el contrario, sus principales inconvenientes son elevado coste, poca resistencia al frío, número limitado de cargas (en torno a 1000 como máximo y por lo general), tensión variable y riesgo de explosión en caso de sobrecalentamiento. Este último aspecto, ha cobrado gran relevancia en los últimos tiempos debido a la gran cantidad de noticias que han aparecido acerca de la explosión de este tipo de baterías en ambientes peligrosos como en el interior de los aviones. Este hecho también se ha visto acrecentado debido al uso masivo de este tipo de baterías en aparatos tan comunes y enormemente utilizados como portátiles, móviles y tablets. Este aspecto también está ligado a la necesidad de incorporar circuitos-dispositivos de protección (conocidos como BMS) a estas baterías. Este BMS consiste básicamente en un sistema que monitoriza parámetros tales como el voltaje, la temperatura, el SOC (estado de carga) y la corriente de la batería, de tal forma que el circuito de protección pueda controlar las células

de la batería de manera electrónica.

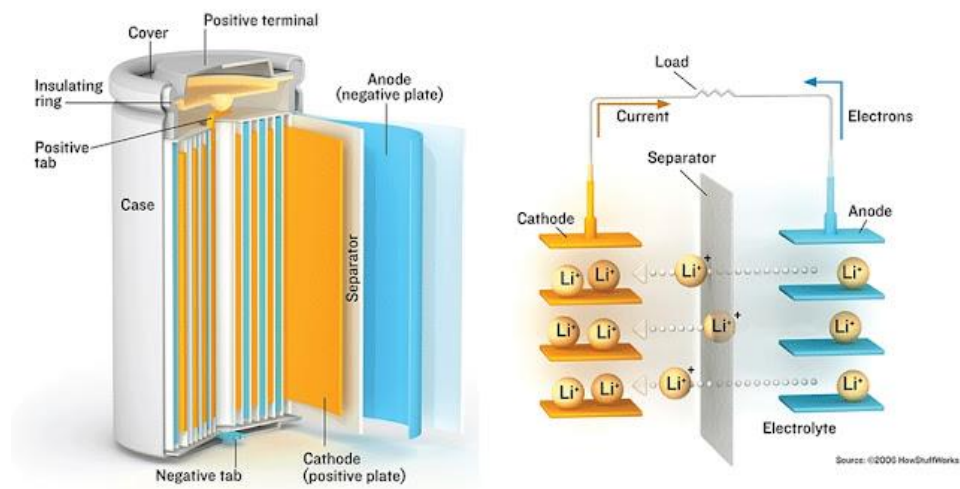


Figura 4.36: Esquema de una batería de Li-Ion [68]

Las baterías Li-Po son una variación de las anteriores. Se toma como electrolito una sustancia gelificante, colocándose también un material microporoso entre los electrodos para evitar que los electrodos entren en contacto. Tienen una buena tasa de descarga y densidad energética (sobre todo respecto a las baterías de Li-Ion), pero por otro lado, tienen en su contra que su vida útil es menor, su capacidad de almacenaje también es menor, y su coste es más alto. Al igual que las baterías de Li-Ion, estas presentan también el problema de explosión en caso de sobrecalentamiento.



Figura 4.37: Batería de Li-Po [69]

En lo que respecta al otro grupo de baterías (baterías con electrodos líquidos), se encuentran principalmente dos grandes tipos, las baterías de sales fundidas y las baterías de flujo. En cuanto a las primeras, pese a que sus orígenes datan de la década de los años cuarenta del siglo pasado, lo cierto es que han cobrado importancia y desarrollo a lo largo de los últimos años. Funcionan de tal manera que, mientras el electrolito conformado a base de sales permanece en estado sólido, la batería está inerte o inactiva. Al aumentar la temperatura (la batería consta de una fuente de calor), las sales se funden y la batería comienza a liberar energía. La mayor parte de estas baterías se componen de litio-azufre (Li-S) o sodio azufre (Na-S). Cabe destacar también las baterías de sodio-cloruro de nitrato (más conocidas como ZEBRA), las cuales tienen gran importancia debido a su uso en el sector automovilístico. Estas baterías destacan por su alta densidad energética (en torno a 120 Wh/kg), gran capacidad de sobredescarga y alta eficiencia. Sin embargo, su gran punto en contra son las elevadas temperaturas que necesitan para su funcionamiento. En algunos casos, dichas temperaturas pueden llegar a temperaturas cercanas a 350 °C, (como es el caso de las baterías ZEBRA), razón por la cual muchas baterías cuentan con recubrimientos térmicos. No obstante, recientemente se han hecho avances en este campo, y

actualmente se están desarrollando baterías de sales mezcladas (conocidas como católitos) de yoduro de sodio (NaI) y cloruro de galio (GaCl). Estas baterías funcionan de tal manera que, al descargarse, el sodio metálico produce iones de sodio y electrones, mientras que en el otro lado, dichos electrones, transforman el yodo en iones de yoduro. Dichos iones de sodio se desplazan hacia el otro lado a través de un separador cerámico. En el otro lado, los iones de sodio reaccionan con los iones de yoduro para formar sal de yoduro de sodio fundida. Estas baterías tienen como gran ventaja que reducen la temperatura de funcionamiento a 100 °C. También cuentan con otras ventajas como su gran vida útil (de hasta 15 años) y la reducción de costes en su fabricación (al reducirse el número de celdas y por consiguiente la cantidad de conexiones).



Figura 4.38: Detalle de una batería de sales fundidas [70]

El otro gran tipo de baterías de electrodos líquidos son las baterías de flujo. Las baterías de flujo cuentan con dos tanques que almacenan electrolito. Estas baterías se pueden dividir a su vez en baterías redox (las más comunes y que basan su funcionamiento en las reacciones redox de oxidación-reducción), híbridas (presentan transición líquido-sólido) y sin membrana (los electrolitos no se hayan entonces separados). Las

más extendidas con diferencia son las redox, debido a que son también las que más capacidad de almacenamiento tienen. Estas baterías de flujo redox son a la vez uno de los sistemas de almacenamiento energético en los que más esperanzas se tienen depositadas para poder almacenar grandes cantidades de energía en un futuro cada vez más próximo.

Los componentes químicos más utilizados en las baterías de flujo son el bromuro de zinc (ZnBr) y el bromuro de vanadio (VBr), destacando principalmente el segundo. El tipo de batería de flujo más común es entonces la batería de flujo redox a base de bromuro de vanadio. Esta batería funciona de tal manera que cuenta con dos tanques en donde se almacena electrolito líquido (uno de electrolito positivo V^{5+}/V^{4+} y el otro de electrolito negativo V^{2+}/V^{3+}). Estos electrolitos también se conocen como especies de vanadio. Dichos electrolitos circulan de los tanques a una celda electroquímica por medio de circuitos, los cuales cuentan también con bombas para favorecer el flujo. La celda cuenta con una membrana que separa ambos electrodos. En estos electrodos se producen las reacciones de oxidación-reducción (reacción redox). Estas reacciones redox generan una diferencia de potencial entre las disoluciones a cada lado de la membrana, lo que produce a su vez un flujo de electrones. En el proceso de carga, la energía procedente de una fuente externa (idealmente renovable) se emplea en convertir el vanadio V^{4+} en V^{5+} (oxidación) y el vanadio V^{3+} en V^{2+} (reducción). En el proceso de descarga, se produce el proceso al revés. Las baterías de flujo redox almacenan entonces la energía eléctrica en el electrolito al cambiar el estado de carga de las especies de vanadio, permitiendo luego recuperar dicha energía cuando se da el proceso inverso. Esto permite almacenar grandes cantidades de energía aumentando el tamaño de los tanques de electrolito. Las principales ventajas de estas baterías son su gran capacidad energética (y facilidad para incrementar esta mediante

el aumento del tamaño de los tanques de electrolito), mínima degradación con el tiempo, gran seguridad (los riesgos de explosión e incendio son mínimos, y más aún si se comparan con otro tipo de baterías) y gran precisión. En su contra, tienen sus elevados costes. Sin embargo, estos se están reduciendo a medida que el estado tecnológico aumenta, así como también a medida que aumenta la incorporación energía renovable a la red, ya que como ya se comentó anteriormente, este tipo de baterías son uno de los sistemas de almacenamiento energético con mayor potencial.

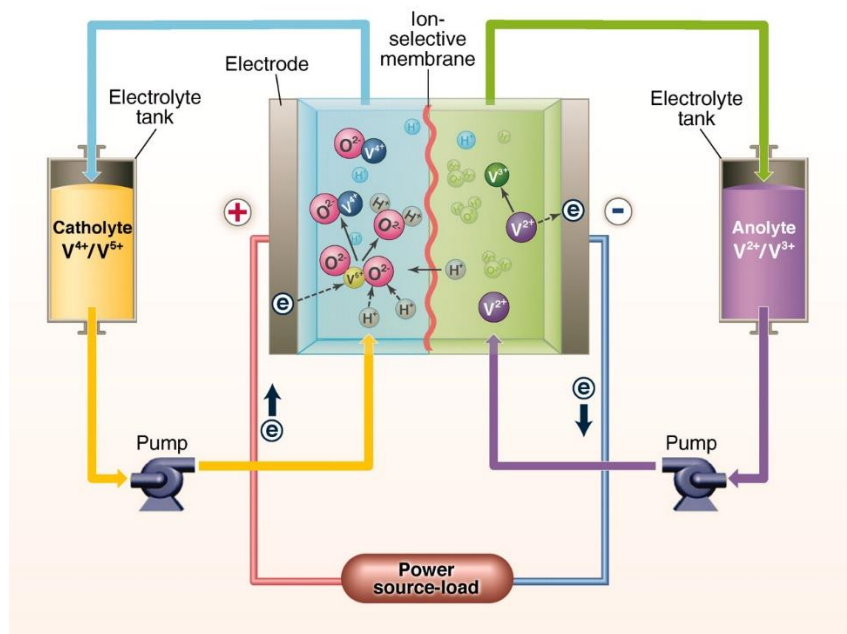


Figura 4.39: Esquema de funcionamiento de una batería de flujo redox de vanadio [71]

- Pilas de combustible: Son dispositivos que generan electricidad mediante reacciones electroquímicas. Su funcionamiento es similar al de una batería, si bien las pilas de combustible funcionan siempre y cuando se produzca un flujo de

combustible. Desde sus inicios (la primera pila de combustible fue fabricada por William Grove en el año 1843) ha sufrido numerosos avances a lo largo de los años, y especialmente durante los últimos, debido en gran parte al gran desarrollo e interés que han suscitado los sistemas de almacenamiento de energía. Pese a que la pila de combustible más conocida y utilizada es la de hidrógeno, lo cierto es que existen multitud de ellas. A continuación, se muestra las principales características de las principales pilas de combustible.

Las pilas de combustible de membrana de intercambio protónico (PEMFC), cuentan con un electrolito compuesto de una membrana de polímero sólido. Operan a temperaturas de entre 60 y 80 °C para potencias de entre 5 y 250 kW. Su catalizador es platino y tienen un rendimiento de en torno al 50%, pudiendo llegar hasta el 60%. Sus principales ventajas son su baja temperatura de funcionamiento, arranque rápido, baja corrosión y reducido mantenimiento. Se utilizan principalmente en medios de transporte.

Las celdas de combustible alcalinas (AFC), cuentan con un electrolito de solución alcalina. Operan a temperaturas de entre 100 y 120 °C para potencias de entre 5 y 150 kW. Su catalizador está compuesto de algún metal no precioso y tienen un rendimiento de 60 - 70 %. Sus principales ventajas son su mayor eficiencia y su elevada velocidad de reacción catódica. Se usan principalmente en el sector aeroespacial.

Las pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC), cuentan con un electrolito a base de ácido fosfórico (H_3PO_4). Operan a temperaturas de entre 200 y 250 °C para potencias de entre 50 y 11.000 kW. Su catalizador es platino sobre base de carbono y tienen un rendimiento de en torno al 40%. Su principal ventaja es que acepta hidrógeno impuro. Se usan mayoritariamente para la generación distribuida de calor y electricidad.

Las pilas de combustible de carbonato fundido (MCFC),

cuentan con un electrolito compuesto a base de carbonatos fundidos. Operan a temperaturas de entre 600 y 700 °C para potencias de entre 100 y 2.000 kW. Tienen un rendimiento de en torno al 50%, pudiendo llegar hasta el 60%. Sus principales ventajas son su posibilidad de reformar internamente el combustible y la también posibilidad de uso óxidos de carbono como combustible. Se usan mayoritariamente para la generación distribuida de calor y electricidad.

Las pilas de combustible de óxido sólido (SOFC), cuentan con un electrolito compuesto a base de algún óxido sólido. Operan a temperaturas de entre 800 y 1000 °C para potencias de entre 100 y 250 kW. Tienen un rendimiento de en torno al 50%, pudiendo llegar hasta el 60%. Sus principales ventajas son su baja temperatura de funcionamiento, arranque rápido, baja corrosión y reducido mantenimiento. Su principal ventaja es su posibilidad de reformar internamente el combustible. Se usan mayoritariamente para la generación distribuida de calor y electricidad.

Las pilas de combustible de metanol (DMFC), cuentan con un electrolito compuesto de una membrana de polímero sólido. Operan a temperaturas de entre 50 y 120 °C para potencias que giran en torno a 5 kW. Su catalizador es platino y tienen un rendimiento de en torno al 40% (e incluso algo superior). Su principal ventaja es que no necesita reformar internamente el combustible. Su uso está enfocado principalmente a aplicaciones portátiles.

Además de estas pilas de combustible (PEMFC, AFC, PAFC, MCFC, SOFC y DMFC) existen una enorme multitud más de dichas pilas, muchas de ellas en fase de investigación y desarrollo, así como también de prototipado. Por mencionar algunas de ellas, son pilas de combustible de borohidruro, pilas de combustible de ácido fórmico, pilas de combustible de cerámica protónica, pilas de combustible microbianas, pilas de

combustible enzimáticas y pilas de combustible de etanol. Sin embargo, y como ya se ha mencionado antes, la pila de combustible más destacada es la pila de hidrógeno. Dicha pila está compuesta a base del apilamiento de varias celdas, cada una de las cuales cuenta con un ánodo y un cátodo (electrodos) separados mediante una membrana que conducen iones. La pila se alimenta con hidrógeno y oxígeno. En el ánodo se produce la oxidación del hidrógeno y en el cátodo se lleva a cabo la reducción del oxígeno. En dicho proceso, los electrones extraídos del hidrógeno al oxidarse se usan para producir electricidad. El resultado de dicho proceso es la producción de agua en forma de vapor. La pila seguirá funcionando mientras se alimente de hidrógeno (combustible). Sus usos se están enfocando en la actualidad cara principalmente a las baterías de coches eléctricos, así como también para impulsar grandes medios de transporte como trenes, barcos y aviones. Las principales ventajas son que no genera gases contaminantes, y que usa hidrógeno como combustible, siendo este un elemento relativamente fácil de producir a través de la electrólisis del agua. Para realizar dicho proceso, se requiere no obstante de gran cantidad de energía. La idea es que se pueda producir hidrógeno de manera masiva a través de la electrólisis del agua, utilizando para dicho proceso energía procedente de fuentes renovables.

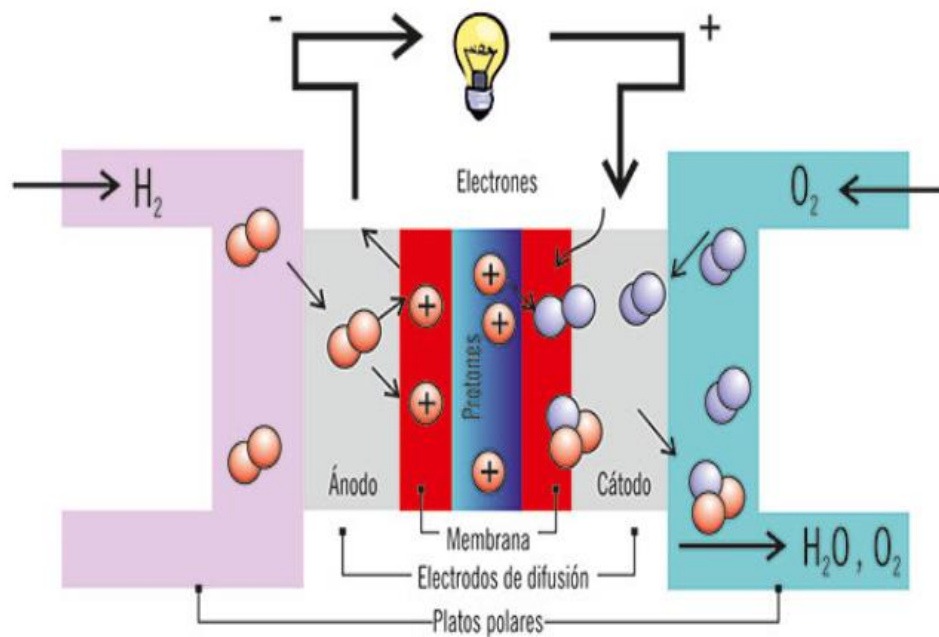


Figura 4.40: Esquema de funcionamiento de una pila de hidrógeno
[72]

- Almacenamiento termoeléctrico: En esta forma de almacenamiento, se almacena energía en forma de calor (por lo general) o frío extremo, para después convertirla en energía eléctrica. El principio de funcionamiento es básicamente entonces (y por lo general) el de calentar un elemento para después transformar dicha energía calorífica en energía eléctrica. Son muchos los elementos que pueden usarse, tales como fluidos, sales, rocas y minerales. Como en todos los sistemas de almacenamiento energético, hay tecnologías que están más desarrolladas que otras. En este caso, se pueden distinguir por un lado las tecnologías que conciernen al campo de los elementos a calentar, y por otro lado, las tecnologías que se usan como concentradores solares, cuya misión es concentrar los rayos de sol hacia el elemento a calentar, haciendo así que dicho elemento se caliente a más temperatura y más rápido, y por consiguiente, de una forma más eficiente. En cuanto a las primeras tecnologías, de entre las mencionadas

anteriormente, la más destacada es las sales fundidas. Respecto a las tecnologías de concentradores solares, actualmente las principales son las de torre solar, cilindros parabólicos, lentes Fresnel y discos Stirling. De entre todas ellas, la más destacada es la de torre solar. La combinación de ambas tecnologías (sales fundidas y torre solar) da como resultado las centrales termosolares de concentración (CSP), las cuales son la principal tecnología de almacenamiento termoeléctrico en la actualidad.

- Centrales termosolares de concentración (CSP): Este tipo de centrales consta de un concentrador solar utilizado para calentar un fluido (sales fundidas mayoritariamente, aunque también se usan aceites sintéticas). Más tarde, dicho fluido es empleado para calentar agua, produciéndose de esta forma vapor. El vapor mueve a su vez una turbina, la cual genera electricidad.

Los principales tipos concentradores solares utilizados son los citados anteriormente (torre solar, cilindros parabólicos, lentes Fresnel y discos Stirling). En todos ellos, la idea básica es calentar un fluido que posteriormente se usa para generar vapor de agua, y este a su vez para mover una turbina que genere energía. La diferencia entre ellos está en la disposición que tienen de calentar dicho fluido. La torre solar está formada por un campo de espejos (llamados helióstatos) que concentran la luz solar hacia un receptor situado en la cima de una torre. En el interior de dicho receptor se sitúan los fluidos térmicos (sales fundidas o aceites sintéticas). Estos fluidos se conducen hacia unos tanques situados en la base de la torre, en donde se calienta agua para formar vapor que se llevará a la turbina.

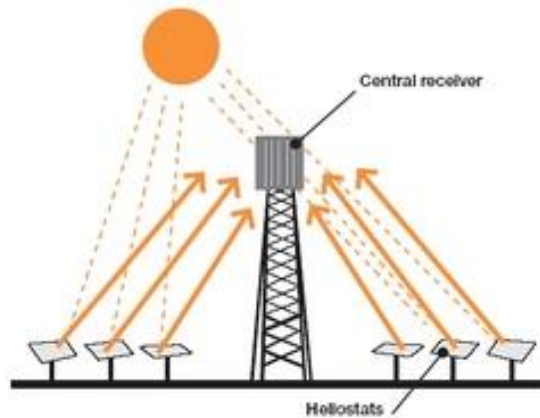


Figura 4.41: Esquema de funcionamiento de una torre solar de una CSP [73]

Los cilindros parabólicos son espejos con forma parabólica, los cuales reflejan la luz solar en un tubo absorbedor situado a mitad de su estructura. Por el interior de dicho tubo circulan los fluidos térmicos, los cuales son conducidos hasta un intercambiador de calor para generar el vapor de agua que moverá la turbina.

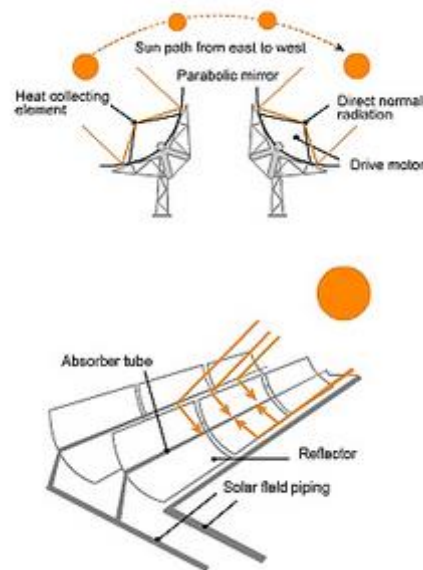


Figura 4.42: Esquema de funcionamiento de los cilindros parabólicos de una CSP [73]

Las lentes Fresnel consisten en una serie de espejos lineales que son capaces de seguir los rayos solares rotando a través de un eje. Por este motivo, se llaman también concentradores. Los rayos son reflejados sobre tubos receptores que están fijados a la estructura de los espejos. Por el interior de dichos tubos circulan los fluidos térmicos, los cuales son conducidos hasta un intercambiador de calor para generar el vapor de agua que moverá la turbina.

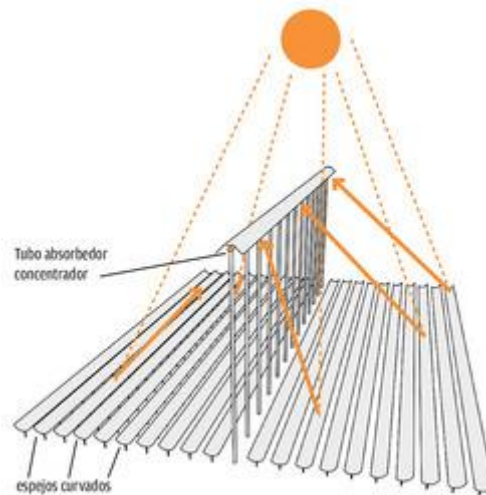


Figura 4.43: Esquema de funcionamiento de una lente Fresnel de una CSP [73]

Por último, los discos Stirling consisten en unos espejos con forma de antena parabólica, los cuales reflejan los rayos solares hacia un receptor situado en el punto focal del plato. Dicho punto está unido a un recipiente en el que se encuentra el fluido térmico. Una vez caliente, el fluido es conducido hasta un intercambiador de calor para generar el vapor de agua que moverá la turbina. En este caso, también se puede generar energía utilizando el calor del fluido para hacer funcionar un motor Stirling

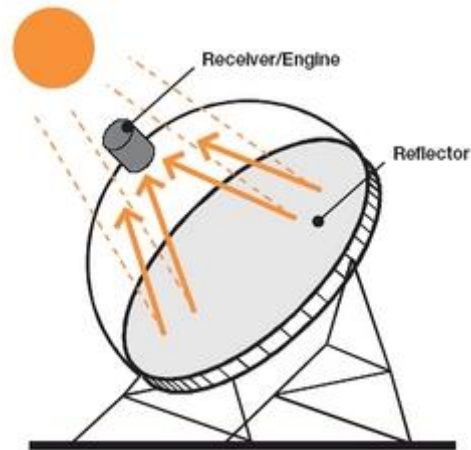


Figura 4.44: Esquema de funcionamiento de un disco Stirling de una CSP [73]

Como ya se comentó anteriormente, son las torres solares la tecnología más utilizada en las CSP. Actualmente, son ya muchas las centrales que existen de este tipo, superando ya en muchos casos los 100 MW.



Figura 4.45: Central termosolar de concentración (CSP) [74]

- Bloques de carbono: Son una de las otras tecnologías que están en fase de desarrollo, investigación y prototipado en el campo del almacenamiento energético termoeléctrico. Esta tecnología consiste en aprovechar el calor retenido por los bloques de carbono para posteriormente usarla para la producción energética. El sistema funciona de tal manera que los bloques de carbono son calentados aprovechando la energía producida en centrales renovables (por ejemplo, centrales eólicas y/o solares). Cuando el bloque alcanza una temperatura de aproximadamente 2.000 °C, el proceso de calentamiento finaliza. Ahora, los bloques se enfriarán (perderán energía térmica). En este proceso, los bloques emiten radiación infrarroja, la cual es recogida por un sistema termofotovoltaico, el cual transforma a su vez dicha radiación en energía eléctrica. Este funcionamiento es similar al que usan las placas solares fotovoltaicas para convertir la radiación solar en electricidad. En la actualidad, existen ya modelos con eficiencias del 30%, pero se espera que muy pronto se logren alcanzar eficiencias de hasta un 50%.

Como resumen de este apartado de 4.2.5, acerca de los diferentes sistemas y tecnologías de almacenamiento energético, se deduce que es un campo que está en pleno desarrollo, motivado principalmente por los avances tecnológicos, así como por la necesidad que el desarrollo de los mismos tendrá en el cambio hacia un modelo sostenible energético basado en fuentes renovables. Son muchas las tecnologías y sistemas que existen, habiendo sido expuestas aquellas principales que ya juegan un papel importante a nivel de gran producción industrial, así como también las principales que se encuentran en fase de desarrollo, muchas de las cuales jugarán un papel muy importante en un futuro cada vez más próximo.

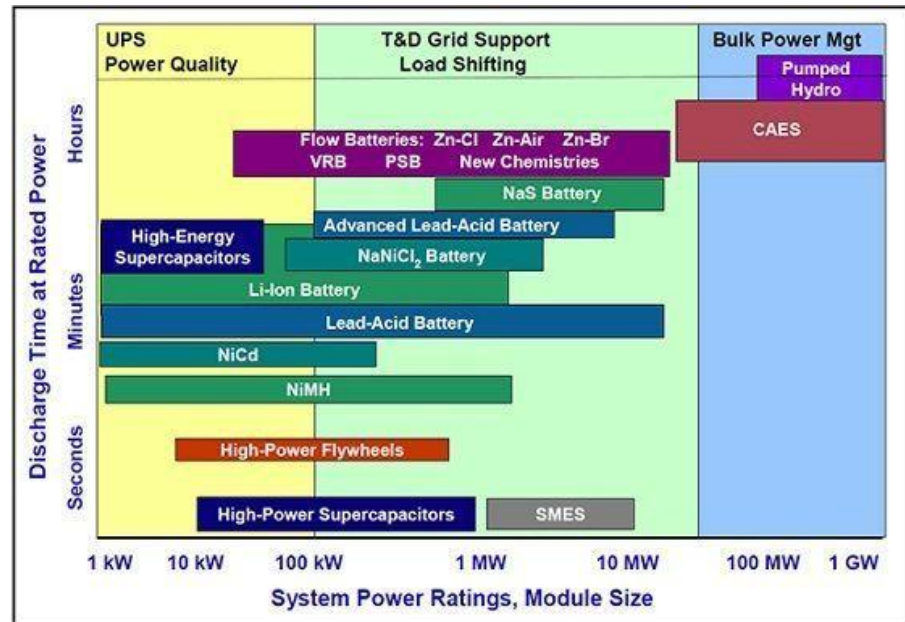


Figura 4.46: Esquema resumen de los diferentes sistemas y tecnologías de almacenamiento de energía [75]

4.4. Normativa y problemática

Pese a que los principios de funcionamiento y uso de las energías renovables son conocidos desde hace ya muchos años (por ejemplo, el efecto fotoeléctrico que rige el funcionamiento de las placas solares, fue descubierto ya en el siglo XIX, las primeras centrales hidroeléctricas datan de finales del siglo XIX, y el uso de molinos de viento para tareas agrícolas data de varios siglos atrás en el tiempo), lo cierto es que hasta hace recientemente poco, las energías renovables han tenido un papel meramente testimonial en los sistemas eléctricos de todo el mundo. Han sido las centrales térmicas a base combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo) y centrales nucleares las que han provisto de energía a los sistemas eléctricos. Sin embargo, bien es sabido que la tendencia pasada desde hace unos años, presente y futura está cambiando por completo. Esto trae también a la vez consigo una problemática tanto a nivel técnico como normativo. En lo que respecta a los problemas técnicos, estos vienen dados por la manera de funcionar

de las centrales convencionales versus la manera en la que funcionan las energías renovables. Todos estos problemas tienen a su vez como principal origen en que las fuentes de energía renovable, a diferencia de los combustibles fósiles, no están siempre disponibles, lo que puede ocasionar caídas repentinas del suministro eléctrico en la red, así como la alteración de variables y parámetros tales como la frecuencia y el voltaje.

Durante los primeros años de incorporación ya ciertamente destacable de energías renovables a la red, estos problemas ocasionados por las mismas, eran obviados por los operadores de la red eléctrica de todo el mundo. Ello era debido a que dichos problemas, en términos globales de todo el sistema, tenían muy poca importancia ya que suponían una pequeñísima parte del sistema total de generación, el cual estaba respaldado en su práctica totalidad por grandes centrales térmicas y nucleares que mitigaban fácilmente los problemas ocasionados por las renovables. La solución por la que optaban los operadores de red ante tales problemas era muy simple, ante una perturbación-problema-alteración ocasionada por una central renovable, dicha central tenía que desconectarse de inmediato de la red eléctrica. Sin embargo, la situación ha cambiado por completo durante los últimos años, las centrales renovables han aumentado de manera vertiginosa, mientras que las térmicas y nucleares han sufrido el cambio contrario, siendo su presencia muy limitada ya en bastantes sistemas eléctricos (véase el caso de España, en donde se ha pasado de 21 centrales térmicas activas en 2011 a tan solo 5 activas a fecha de 31 de diciembre de 2021, lo que en términos de potencia se traduce en 11.300 MW instalados en 2011 frente a 3.600 MW instalados a fecha de 31 de diciembre de 2021, lo que supone una reducción de un 70 % en apenas 10 años). Esto ha traído consigo dos grandes cambios de escenario. El primero, es que las térmicas y las nucleares ya no pueden, en gran medida (o al menos en comparación con antes), amortiguar las alteraciones producidas por las renovables. El segundo, es que la solución de desconectar de inmediato las centrales renovables de la red eléctrica ante un fallo de las mismas, no se puede hacer ya debido a que estas centrales aportan ya una parte muy considerable de energía al sistema eléctrico. Todo ello ha propiciado también a su vez un cambio de normativa

En el caso concreto (y en consonancia con este trabajo) de las centrales solares, la

situación ha seguido lógicamente la línea explicada y seguida por las centrales renovables. El gran incremento de este tipo de centrales a la red ha traído consigo gran cantidad de problemas relacionados con la estabilidad y continuidad de suministro en la red eléctrica. No obstante, las centrales solares tienen una particularidad (en cuanto a estabilidad del sistema eléctrico) que las diferencia del resto de centrales de energía renovable (hidráulicas y eólicas principalmente). Como a continuación se explicará, esta mencionada particularidad está relacionada a su vez en lo que a respuesta y eventualidad de suceso a corto tiempo se refiere. Está claro que, en un espacio de tiempo a medio-largo plazo, resulta muy difícil realizar un pronóstico exacto de las condiciones meteorológicas. Por el contrario, a muy corto plazo (minutos y horas) resulta fácil realizar un pronóstico bastante exacto de dichas condiciones meteorológicas. No obstante, mientras que en estos periodos a muy corto plazo resulta muy difícil que las centrales hidráulicas y eólicas provoquen fallos o estabilidades no previstas, no ocurre lo mismo en el caso de las centrales solares. Es fácilmente comprensible que, en cuestión de minutos u horas, una central hidroeléctrica se quede sin agua de manera no prevista. En el caso de las centrales eólicas, por un lado, es imposible que el viento altere sus rachas y velocidades de manera muy repentina en espacios muy cortos de tiempo. Por otro lado, los parques eólicos cuentan con cierta inercia, la inercia del propio aerogenerador, es decir, en el caso de una disminución considerable de la velocidad del viento, el aerogenerador no disminuye bruscamente su velocidad de giro debido a la inercia que posee por el simple hecho de estar girando (Primera Ley de Newton). Sin embargo, en las centrales solares la situación cambia. En primer lugar, estas centrales no cuentan con inercia (o es muy baja), es decir, si no reciben radiación solar, la producción energética para. En segundo lugar, pese a que las condiciones meteorológicas se pueden proveer con bastante exactitud (y más aún cuanto menor sea el periodo temporal), lo cierto es que pueden aparecer nubes de manera repentina, y más aún en determinadas circunstancias como en zonas propicias de tormentas o en época estival. Todo ello hace que las centrales solares puedan dejar de producir energía de manera no prevista durante breves periodos de tiempo. Esto provoca a su vez la generación de inestabilidades y/o fallos del sistema. Cuanto mayor sean estos periodos de desconexión, y mayor potencia tengan dichas centrales, más catastróficos serán los fallos y situaciones

adversas derivados de ellas. Estas circunstancias han traído consigo la necesidad de nueva normativa y procedimientos para evitar (o en lo máximo posible) la ocurrencia de dichas circunstancias. Las centrales renovables deben de cumplir ahora entonces la misma normativa que ya debían cumplir las centrales convencionales de generación. Dichas centrales, deben de contribuir entonces a la estabilidad de la red, así como a cumplir los requerimientos de calidad de suministro para regímenes permanentes y transitorios. No obstante, algunas peculiaridades técnicas que presentan las renovables (principalmente las centrales solares), han traído consigo la necesidad de crear nueva normativa y requerimientos que antes no existían. El régimen jurídico y normativo que rige todo esto, está actualmente en un periodo de plena creación y/o remodelación en todo el mundo. En muchos países es también muy común el continuo cambio de regulación acerca del sector. Otro problema añadido, es la falta de consenso y armonización entre los procedimientos y normas de los distintos países, lo que a su vez afecta también a los fabricantes y constructores de este tipo de centrales, los cuales no pueden realizar y/o fabricar procedimientos-equipos estándar debido a esta diferencia de normas y requerimientos entre los países. Crear unos procedimientos y regímenes jurídicos bien definidos y comunes entre países, será entonces clave para que las centrales renovables puedan seguir desarrollándose, así como también para que las mismas puedan contribuir al mantenimiento de un sistema de red eléctrica fiable y estable.

Cabe también mencionar y explicar el término “calidad de suministro de la red eléctrica”. Este término hace referencia a los diferentes parámetros, criterios y exigencias que debe de cumplir toda red eléctrica para proporcionar un suministro estable y fiable. Todo este conjunto se aglutina a su vez en el cumplimiento de dos aspectos básicos, de los cuales derivan todos los demás. Estos aspectos son la continuidad de la alimentación y la calidad de la onda de tensión. El primero hace referencia a la disponibilidad del suministro eléctrico y su posible corte debido a interrupciones, y el segundo, se refiere a los parámetros que ha de cumplir la onda de tensión para ser considerada aceptable, lo cual implica también a su vez que se han de cumplir ciertos otros criterios como la forma sinusoidal, amplitud de onda y frecuencia entre otros. Se componen a su vez de:

- Forma sinusoidal: Hace referencia a la calidad de la senoide. Sus parámetros son:
 - Transitorios: Pudiendo ser provocados principalmente por maniobras técnicas en el sistema o por descargas en forma de rayo.
 - Inyección de corriente continua: La penetración a la red eléctrica de alterna de este tipo de corriente ocasiona desequilibrios en la misma. Para solucionar este problema, toda central eléctrica debe de contar con transformadores de aislamiento de corriente continua.
 - Distorsión armónica (THD): Es un parámetro que indica el nivel de distorsión en la onda (de tensión y corriente) que es causada armónicos en la señal. Se expresa a su vez como la relación del valor eficaz de la suma de todas las componentes armónicas de la onda hasta un orden especificado respecto al valor eficaz de la componente fundamental de dicha onda.

- Amplitud de onda: Dicho parámetro debe de estar dentro de unos intervalos definidos. Para evitar desviaciones fuera de dichos intervalos, se han de controlar a su vez otros parámetros fundamentales como:
 - Variación de tensión: Son variaciones en el nivel de tensión con tiempos de duración por encima del minuto.
 - Fluctuaciones de tensión: Son variaciones aleatorias que ocurren en intervalos temporales que van desde milisegundos hasta un máximo de 10 segundos aproximadamente. Son las responsables del conocido Efecto flicker, el cual consiste en un parpadeo intermitente de la luz provocado por dichas fluctuaciones.
 - Sobretensión temporal: Es un aumento repentino en el nivel de tensión durante un periodo de tiempo relativamente largo. Este parámetro de sobretensión viene definido a su vez por su duración y valor máximo de tensión alcanzada.
 - Interrupción de suministro y/o alimentación: Este parámetro

viene definido como la disminución en el nivel de tensión de alimentación en valores inferiores al 1 % respecto a la tensión nominal de la red. Sus causas están principalmente ocasionadas por las actuaciones del sistema de protección de la red. Se pueden clasificar como interrupciones breves (menos de 3 minutos) e interrupciones largas (más de 3 minutos).

- Huecos de tensión: Son parámetros similares a las interrupciones de suministro, pero en el caso de estos, la disminución en el nivel de tensión de alimentación se produce en valores situados entre el 90 % y 1 % respecto a la tensión nominal de la red. Los huecos vienen definidos a su vez por su profundidad (diferencia entre el valor mínimo de la tensión alcanzada en el fallo y el valor de la tensión nominal de la red), tensión residual (valor mínimo de la tensión alcanzada en el fallo) y duración (periodo temporal durante el cual la tensión alcance valores inferiores al 90 % de la tensión nominal de la red).

- Variaciones de frecuencia: Define los valores dentro del cual debe de estar en todo momento la componente de frecuencia. Todo sistema eléctrico debe de contar con controles que puedan actuar sobre la componente de frecuencia, ya que este fallo puede ser ocasionado tanto por los generadores como por ciertas cargas acopladas a la red. Dichos controles actúan a su vez sobre otras variables del sistema, y se dividen principalmente en controles primarios, secundarios y terciarios.

A continuación, se hará un repaso de los principales criterios y normativa que han de cumplir las centrales renovables (y en especial las solares). Se podrá observar que, (y como ya se explicó anteriormente), la mayoría de estos criterios, son los mismos que ya se les exigía cumplir a las centrales convencionales. Pese a que esta normativa y criterios varía de unos países a otros (aunque lógicamente no de manera significativa), se hará hincapié en la referente y aplicable a España. La

mayor parte de ello viene regido por medio del BOE acerca de la “Resolución de 1 de febrero de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.2 «Instalaciones conectadas a la red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad» de los sistemas eléctricos no peninsulares” [76] .

- Control y regulación de la frecuencia - potencia: Hace referencia al equilibrio que la planta tiene que realizar entre la demanda y la generación, lo que conlleva a su vez un control y regulación de la frecuencia. Las instalaciones generadoras deberán de limitar el valor de las rampas de subida y bajada de la producción respecto a un porcentaje máximo entre la potencia producida e instalada en un rango de 15 minutos. También se deberá de enviar al operador del sistema (REE) la diferencia entre la potencia activa que se puede producir en función de la energía primaria disponible y la potencia activa generada conforme a la consigna recibida por REE.

Rango de frecuencia (Hz)	Periodos de tiempo de funcionamiento
47,0 – 47,5	3 segundos
47,5 – 48,0	1 hora
48,0 – 51,0	Ilimitado
51,0 – 52,0	1 hora

Tabla 4.1: Periodos de funcionamiento en función del rango de frecuencia [76]

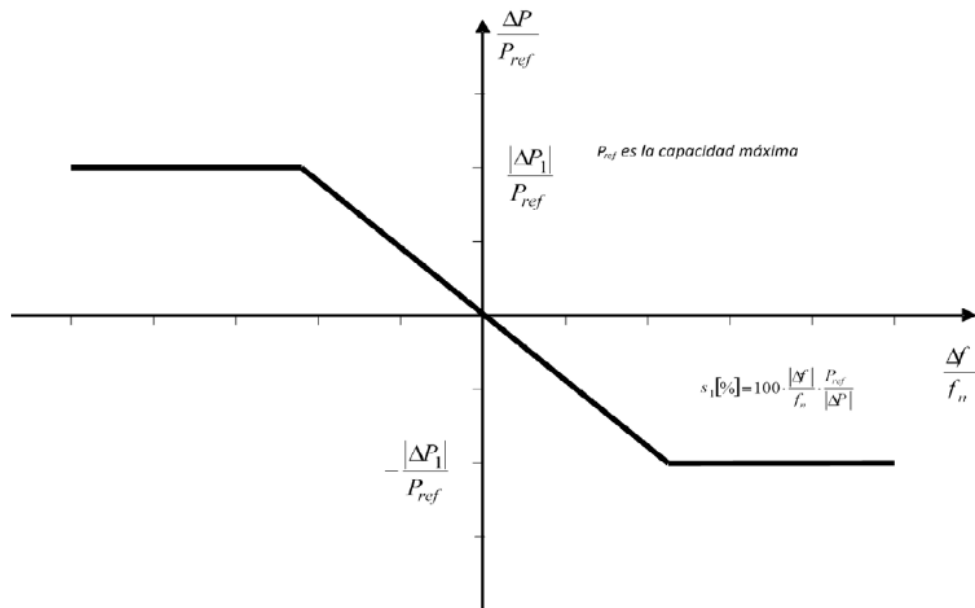


Figura 4.47: Regulación frecuencia - potencia [76]

- Control y regulación de la tensión - potencia reactiva: Las centrales deberán de ser capaces de realizar un control de tensión, como también el control asociado de potencia reactiva (por ende, también del factor de potencia). El control de reactiva es realizado entonces por medio del control de tensión. Es bien conocido que los flujos de potencia fluyen de los nudos de más tensión a los de menos. Dichos puntos sufren las variaciones de tensión en función del número de cargas que estén conectados a ellos en cada momento. Por ello, el control de tensión es un control local, el cual deberá estar repartido por multitud de puntos a lo largo de la red. El código de red establece entonces que, en régimen permanente, las centrales deben de disponer de la capacidad técnica de generar y absorber potencia reactiva dentro de unos intervalos dados.

Rango de tensión (pu)	Periodos de tiempo de funcionamiento
0,85 – 0,90	60 minutos
0,90 – 1,118	Ilimitado
1,118 – 1,15	60 minutos

Tabla 4.2: Periodos de funcionamiento en función del rango de tensión [76]

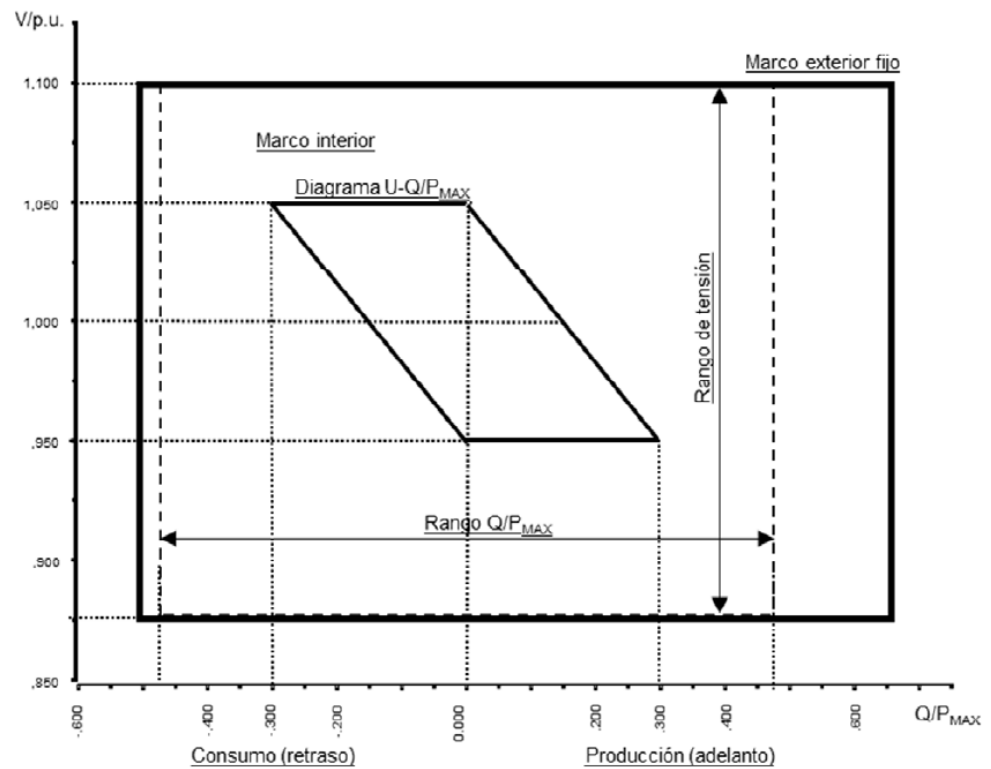


Figura 4.48: Regulación tensión - potencia reactiva [76]

- Actuación frente a huecos de tensión: Toda planta generadora deberá ser capaz de soportar huecos de tensión en su punto de conexión a la red eléctrica. Los huecos se producen debido a una disminución en el nivel de tensión de alimentación en valores situados entre el 90 % y 1 % respecto a la tensión nominal de la red. En el caso español, se exige que las plantas generadoras deberán de soportar al menos huecos de hasta el 80 %. Además, las plantas tendrán un máximo de 0,5 segundos para despejar la falla, y otros 0,5 segundos a posteriori para ser capaces de alcanzar al menos un valor de 0,8 pu.

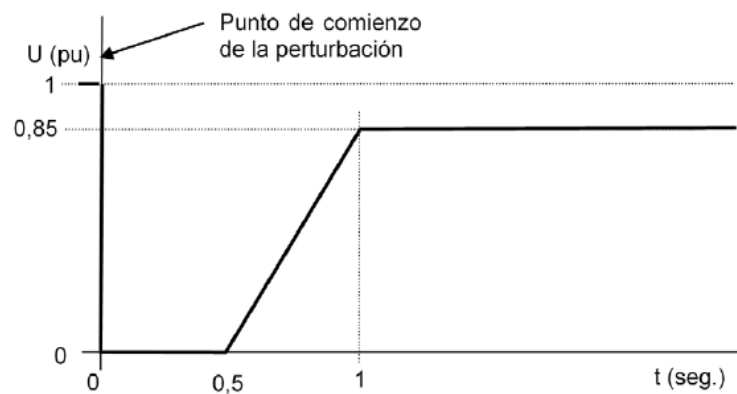


Figura 4.49: Perfil de capacidad para soportar huecos de tensión de un módulo generador de parque eléctrico [76]

- Funcionamiento anti-isla: Este fenómeno se produce cuando una planta eléctrica continua produciendo e inyectando energía a la red, una vez que dicha parte de la red ha sido desconectada del resto del sistema eléctrico. Este criterio tiene como principal telón de fondo el de la seguridad, ya que de producirse un funcionamiento en isla, hay riesgo de que se maniobren o manipulen ciertas partes de la red pensando que no están energizadas cuando en realidad sí que lo están (con las consecuencias negativas en materia de seguridad que esto conllevaría). Los principales métodos que existen para evitar

un funcionamiento en isla son el uso de inversores programados con funcionamiento anti-isla y el uso de sistemas para la comunicación entre la red eléctrica y los inversores de las plantas fotovoltaicas. En el primer caso, la programación puede estar basada en métodos activos (consisten en generar intencionadamente anomalías para después monitorizarlas y comprobar si la red está aún conectada) o pasivos (monitorizan parámetros tales como la tensión y la frecuencia de la red, comprobando que estos están dentro de sus límites permitidos, interrumpiendo el suministro de energía a la red en caso de que no lo estén).

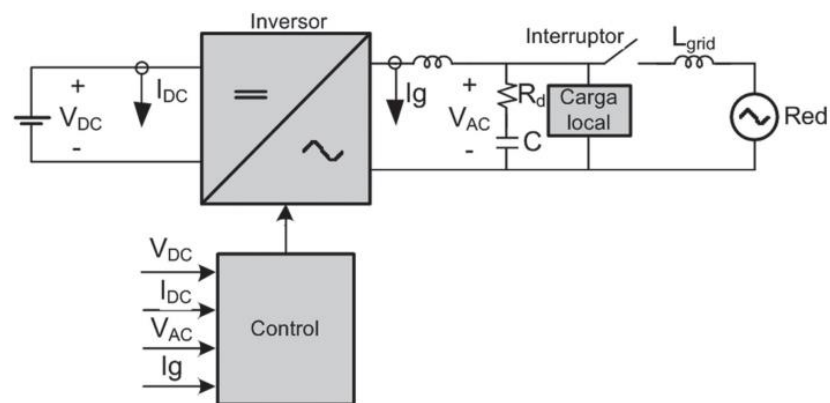


Figura 4.50: Algoritmo de funcionamiento anti-isla [77]

4.4.1. Normativa de control de rampa

Este ámbito normativo es de cierta novedosa implantación, siendo su aplicación muy importante en las centrales solares. El control de rampa (ramp rating control), es un tipo de control (similar al control de potencia) que limita la potencia activa inyectada por unidad de tiempo por una planta solar a red. Este control pretende entonces evitar las fluctuaciones que provoca un parque solar a la red debido a su vez a las fluctuaciones originadas por las variaciones dinámicas de la radiación solar, variaciones que se producen en periodos muy cortos de tiempo (segundos o minutos). La mayoría de estas fluctuaciones se deben principalmente al paso ocasional de nubes, lo que inicialmente provoca una caída de potencia, y luego una subida de la misma. Para realizar este control de rampa se necesita también a la vez un sistema de monitoreo que sepa en todo momento la cantidad de potencia que se está inyectando a la red. La tasa de rampa, más conocida como RR debido a sus siglas en inglés, se puede calcular de una manera muy sencilla. Esta tasa también puede representarse de otras formas como $P(t)$, $\Delta P(t)$, $\frac{dP}{dt}$, etc. A última hora, lo que se quiere representar con todo ello es una variación de potencia en un instante de tiempo. Dicha tasa se calcula tal y como se muestra en la Ecuación 4.2:

$$\Delta P(t) = \frac{P(t) - P(t - \Delta t)}{\Delta t * P} * 100$$

Ecuación 4.2, donde $\Delta P(t)$ es la tasa de rampa [%/s], $P(t)$ es la potencia producida en un instante de tiempo dado [kW], $P(t-\Delta t)$ es la potencia producida en el instante de tiempo anterior [kW], Δt es el intervalo de tiempo transcurrido entre mediciones [s] y P es la potencia nominal de la planta [kW]

A partir de la tasa de rampa calculada mediante la anterior expresión, y comparándola en todo momento con una tasa de rampa fijada, se puede saber

cuándo se incumple dicha tasa de rampa fijada y durante cuánto tiempo. Este incumplimiento puede ser tanto por arriba (exceso de potencia inyectada) como por abajo (defecto de potencia inyectada). De esta forma, se establecen unos límites de potencia (superior e inferior), realizándose así un control continuo de rampa.

Como puede deducirse de todo ello, se trata de un control de vital importancia, lo que, sumado al aumento de plantas solares en el sistema eléctrica, y cada su mayor tamaño (potencia), resaltan aún más la importancia de dicho control. Sin embargo, y como ocurre en numerosos aspectos tecnológicos, la técnica va por delante de la normativa. La normativa acerca del control de rampa de potencia, está en pleno desarrollo en los sistemas eléctricos de países del todo mundo, motivado principalmente (y como ya se ha mencionado en numerosas ocasiones) a causa de la enorme importancia que año tras año están teniendo las plantas solares en los sistemas eléctricos mundiales. A continuación, se hará un repaso normativo en materia de control de rampa de potencia en aquellos países que, bien ya la han implementado, o bien están en ello. Coincide también que la mayoría de estos países se hayan entre los principales productores de energía fotovoltaica a nivel mundial.

- Europa: En el continente europeo, cada país puede establecer su propia regulación en materia de control de rampa, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) así lo ha establecido por el momento. No obstante, se prevé que en un futuro muy cercano se vayan estableciendo multitud de nuevas normas comunes europeas en el marco de las energías renovables, cara a seguir una ruta común para lograr el objetivo de una Europa 100% renovable en el año 2050.
- España: En el caso de nuestro país, aún no existe como tal una limitación acerca del control de rampa. Sin embargo, la Orden TED/749/2020 [78] recoge que tras una orden de cambio de potencia activa por parte del operador del sistema (REE), el sistema debe de ser capaz de modificar su potencia activa lo más rápidamente posible, siendo también necesario que la planta

comunique a REE los valores máximo y mínimo de la rampa de potencia activa que el sistema es capaz de soportar. No obstante, REE deberá poder ajustar el valor de la rampa de potencia, al menos, desde 1 MW/min hasta 5 veces su potencia máxima por minuto, pudiendo ser parametrizable en escalones de 1 MW/min. Además, cuando el sistema esté modificando su potencia activa con un valor concreto de rampa, esta podrá ser bloqueada en cualquier momento (ya sea de forma manual, automática o remota), de forma que el valor de potencia activa transportada por el sistema deje de variar y permanezca constante en el valor de potencia activa que tenía en el momento previo a la ejecución de dicho bloqueo. De igual manera (nuevamente ya sea de forma manual, automática o remota), la rampa deberá poder continuar tras el mencionado bloqueo.

- Alemania: El código alemán establece que la tasa de rampa máxima ha de ser de un valor máximo del 10% de la potencia nominal por minuto, en el caso de una capacidad instalada superior a 1 MVA. Esto se aplica tanto para tasas de rampa negativas como para tasas positivas.
- México: El operador mexicano establece un valor de tasa de rampa en un intervalo del 1 % al 5 % del valor de la potencia nominal por minuto, ya sea para tasas de rampa negativas como para tasas positivas, e independientemente de la radiación solar incidente en cada momento.
- China: En este país asiático, hay dos requerimientos, uno establecido como estándar nacional, y el otro establecido por la SGCC (State Grid Corporation of China), la cual es la mayor y principal compañía de distribución y transporte de energía en China. En el caso del primero, se establece que el valor máximo de la tasa de rampa máxima ha de ser del 10% de la potencia nominal por minuto, aunque sólo en casos de tasas positivas (las negativas no vienen recogidas). En el caso del segundo, el valor de tasa es

establecido en función del nivel de tensión, tal y como se especifica en la Figura 4.51.

SGCC enterprise Grid Code	PCC rated voltage	10min max ramp range (MW)	1min max ramp range (MW)
	380V	Installed capacity	0.2
	10kV~35kV	Installed capacity	Installed capacity/5
	$\geq 66kV$	Installed capacity/3	Installed capacity/10

Figura 4.51: Tasa de rampa en función del valor de tensión establecida por la SGCC china [79]

- Puerto Rico: Pese a que pueda sorprender su aparición en esta lista, lo cierto es que Puerto Rico fue de los primeros lugares del mundo en implantar normativa acerca de las tasas de rampa. Esto se explica a causa de la importancia que las energías renovables tienen en su sistema eléctrico, la abundancia de tormentas en la zona, su carácter de isla geográfica y energética, y su gran apuesta e inversión en el sector de las renovables [80]. El operador del sistema eléctrico puertorriqueño (PREPA), establece que las plantas solares deben de ser capaces de controlar sus rampas de potencia en algunos escenarios tales como incrementos de potencia, disminuciones de potencia, aumento de la tasa de potencia cuando se produce una reducción en la potencia inyectada a red y reducción de la tasa de potencia cuando se activa el límite de restricción. En todos los casos, el valor de la tasa de la rampa de potencia se fija en un 10% de la potencia nominal por minuto, tanto para tasas positivas como negativas.

4.5. Investigaciones y artículos científicos

Debido al gran desarrollo tecnológico e importancia en la transición energética que tiene todo lo tratado en este trabajo, mucho de lo cual ya ha sido explicado con anterioridad, son muchos los desarrollos e investigaciones que se están realizando acerca de ello. Lógicamente, los artículos, investigaciones y desarrollos sobre estos temas son innumerables. A continuación, se expondrán una serie de ellos, los cuales han sido considerados los más interesantes y novedosos de entre todos aquellos encontrados.

- **Overivew of Grid Codes for Photovoltaic Integration:** En este artículo [79], se hace una revisión acerca de la problemática que tiene el aumento de inyección de energía renovable a la red (especialmente solar), y se expone la normativa existente, y futura que debería existir, para solucionar dichos problemas. Mucha de esta normativa es la que ya debían de cumplir previamente las centrales convencionales. Estos parámetros son tales como la regulación potencia activa-frecuencia y regulación frecuencia-tensión. Sin embargo, dentro del control potencia activa-frecuencia se hace referencia también al control de la tasa de rampa de potencia activa, el cual es un control particular de las plantas solares. Se expone la normativa a nivel mundial, la cual puede quedar resumida en que, en Europa, cada país tiene potestad para imponer la suya, China tiene dos normativas diferenciadas, y destacar el caso de Puerto Rico, país que fue uno de los primeros en establecer normativa acerca de ello debido a la particularidad de su sistema de red en isla con gran aportación de fotovoltaica y numerosas tormentas e inclemencias meteorológicas, que muchas veces imposibilitan la generación fotovoltaica. Se puede ver también como en los códigos de red existentes, la normativa mayoritaria establece por el momento una tasa de rampa con valor del 10 % de la potencia nominal de la planta por minuto (Puerto Rico, Alemania y estándar nacional chino). El artículo también hace mención a los índices utilizados para validar el

cumplimiento de los códigos de red. Nuevamente, muchos de estos índices ya eran utilizados para verificar las centrales convencionales. Destaca el usado para verificar la probabilidad de violación de la tasa de rampa de potencia:

$$\mathbf{Prob}_{RRV} = \frac{n_{RRV}}{N_{rec}}$$

Ecuación 4.3, donde \mathbf{Prob}_{RRV} es la probabilidad de violación de la tasa de rampa [%], n_{RRV} es el número de registros de potencia que no cumplen con la tasa de rampa impuesta y N_{rec} es el número total de registros obtenidos de las mediciones de campo o simulaciones

Por último, se establecen una serie de medidas a seguir cara a poder adaptar la normativa a los cambios que se avecinan. Estas medidas, se establecen en base a que los sistemas eléctricos actuales de todo el mundo aún no están lo suficientemente preparados para acoger la inyección masiva de energía renovable a la red, en especial de energía solar. Estas medidas destacables son:

- Reducir las tasas de rampa respecto a las actuales expuestas. Actualmente, la mayoría de los sistemas eléctricos mundiales cuentan aún con centrales convencionales que pueden soportar en cierta medida los desequilibrios causados por las plantas solares. Sin embargo, a medida que las solares aumentan y las convencionales disminuyen, llegando muy pronto a la desaparición total (en teoría) de las centrales convencionales, las tasas de rampa deberán de hacerse más estrictas para evitar que los desequilibrios afecten al correcto funcionamiento de la red eléctrica.
- Adición de requisitos de regulación de frecuencia primaria a las

plantas solares. Tiene su razonamiento en el mismo principio que antes, la progresiva desaparición de las centrales convencionales de la red y el progresivo aumento de las centrales renovables al mismo. En la actualidad, son las centrales eólicas las que en muchos países realizan la regulación de frecuencia primaria conjuntamente con las centrales convencionales. Las centrales solares son también capaces de realizar esta regulación, por lo que será extremadamente positivo que estas centrales sirvan de apoyo a las eólicas a medida que las convencionales disminuyen/desaparecen.

- Adición de requisitos de control de inercia virtual a las plantas solares. Nuevamente es la misma base de razonamiento. Las centrales solares no tienen mucha capacidad de regulación sobre la inercia de la red eléctrica, por lo que a medida que las centrales convencionales vayan disminuyendo, será necesario establecer estrategias a partir de las cuales las plantas solares sean capaces de regular la inercia de los sistemas eléctricos.

- Ramp-Rate Control in Large PV Plants: Battery vs. Short-Term Forecast: Este artículo [81], plantea una comparación muy interesante entre la viabilidad económica (tomando como referencia el LCOE) de dos estrategias, una basada en un sistema de almacenamiento constituido a base de baterías de iones de litio, y la otra que consiste en limitar el funcionamiento del inversor, asumiendo las pérdidas de producción que esto conlleva. La necesidad de implantar alguna de estas estrategias surge de la imposibilidad que tienen las plantas solares de suavizar por sí mismas las fluctuaciones derivadas de hechos transitorios tales como el paso puntual de nubes (es uno de los hechos masa comunes). Tradicionalmente, el uso de sistemas de almacenamiento energético (y baterías en particular) son la opción más utilizada para hacer frente a las fluctuaciones. Sin embargo, este artículo presenta una

nueva estrategia que consiste en limitar el funcionamiento del inversor. En el caso de fluctuaciones positivas, es decir, donde la potencia generada sea mayor que la requerida, el inversor limita el MPPT. En caso de fluctuaciones negativas (la potencia inyectada se reduce respecto a la de la red), el inversor es limitado a la velocidad de rampa impuesta de manera previa a que ocurra dicho suceso. Para poder llevar a cabo esta estrategia, es necesario implantar también un sistema de cámaras aéreas que permitan hacer un pronóstico meteorológico a corto plazo (minutos y/o segundos). Para poder hacer una comparación lo más exacta posible entre ambas estrategias (almacenamiento versus limitación del inversor) se han tomado datos reales de funcionamiento de la planta fotovoltaica de Amaraleja (Portugal), de 45,6 MWp de potencia nominal (38,5 MW de potencia total de inversores), y la cual es propiedad Acciona Energía. Dichos datos se han tomado en un registro con intervalos de 5 segundos durante el año 2013 (base de datos).

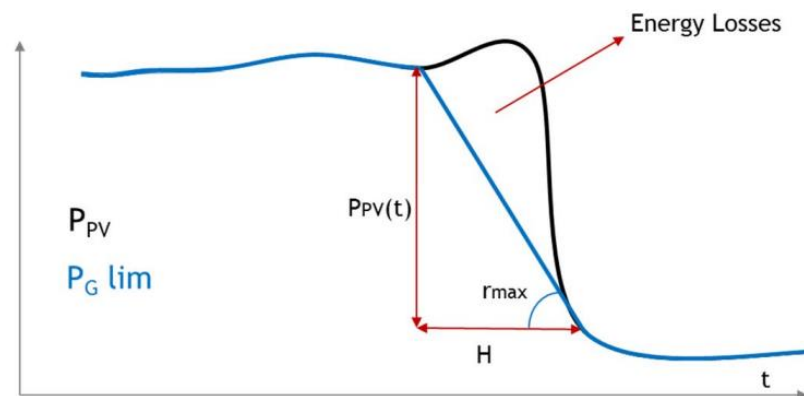


Figura 4.52: Gráfico de la estrategia basada en limitación del inversor en caso de fluctuación negativa para una tasa de rampa del 10 % y un horizonte predictivo necesario de 10 minutos [81]

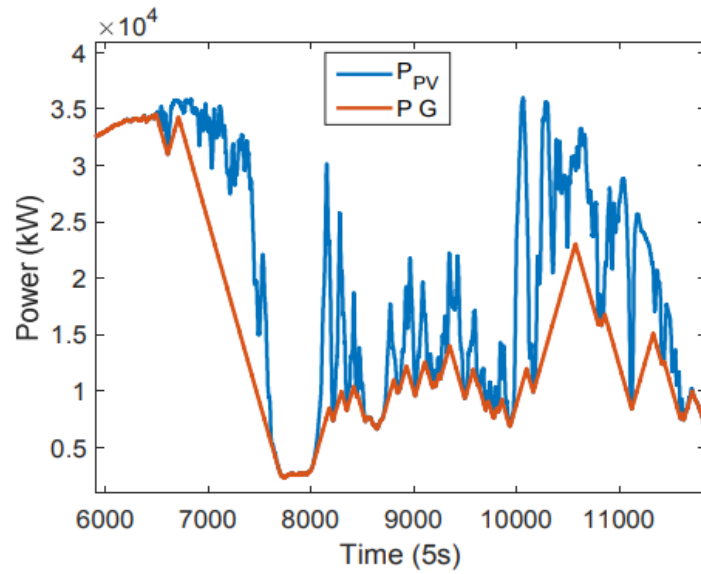


Figura 4.53: Gráfico de la estrategia basada en limitación del inversor en caso de fluctuación negativa para una tasa de rampa del 2% durante el día 25 de octubre de 2013 [81]

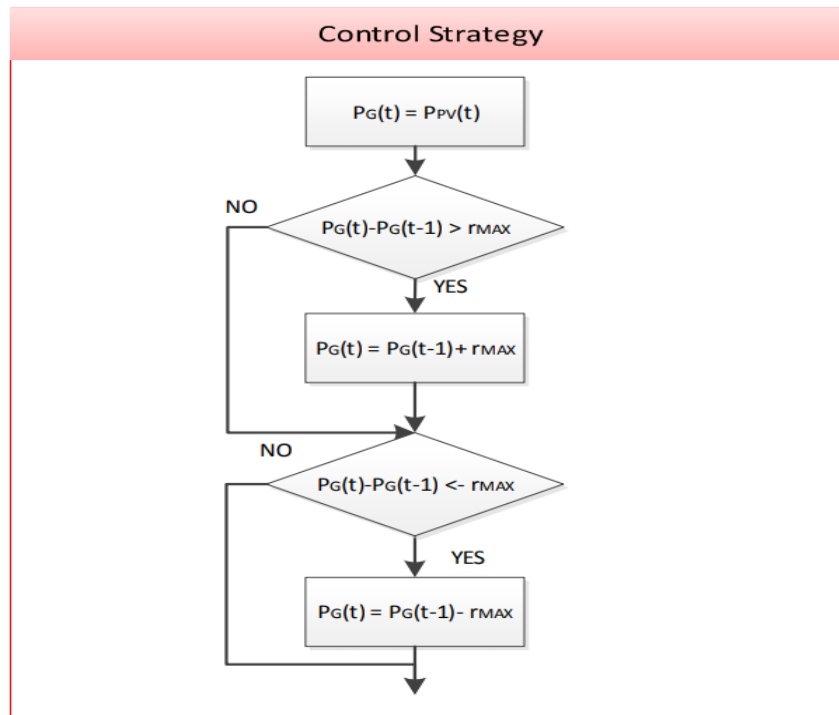


Figura 4.54: Esquema de la estrategia de control de la velocidad de rampa [81]

Se ha realizado también una simulación a partir de la base de datos mencionada, para hacer una comparación entre ambas estrategias (almacenamiento versus limitación del inversor). En la simulación se pretenden analizar los requisitos de almacenamiento para el control de velocidad de la rampa versus la reducción energética en el caso de limitación del inversor con pronóstico meteorológico perfecto. Posteriormente, se calcula el LCOE. A su vez, la capacidad de la batería se ha calculado para diferentes valores de tasa de rampa a partir de la Ecuación 4.4:

$$C_{\text{BAT}} = \frac{1,8 * P^*}{3600} \left[\frac{90}{2 * r_{\text{máx}}} - \tau \right]$$

Ecuación 4.4, donde C_{BAT} es la capacidad de la batería [kWh],
 $r_{\text{máx}}$ es la tasa de rampa [%/s] y τ es la constante de tiempo [s]

[81]

Los requisitos de almacenamiento resultantes se pueden ver en la tabla siguiente:

38.5 MW		F_{MAX}					
		1%/min	2%/min	5%/min	10%/min	20%/min	30%/min
Ramp-rate control with battery	Storage time requirements (h)	0.7	0.32	0.12	0.05	0.02	0.01
Ramp-rate control with inverters (Battery-less)	Inverter Losses (% annual production)	7.96	4.37	1.38	0.33	0.09	0.03

Figura 4.55: Requisitos de almacenamiento para diferentes tasas de rampa en la planta de 38,5 MW de potencia total de inversores [81]

Para el cálculo del LCOE se utiliza la expresión:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 4.5, donde LCOE es el coste nivelado de la energía [€/kWh], I_t son los gastos de inversión al año [€/año], M_t son los costes de operación y mantenimiento al año [€/año], F_t son los gastos de combustible al año [€/año], E_t es la energía total generada al año [kWh/año], r es la tasa de descuento [%], t es el periodo año tras año [año] y n es la vida útil total esperada de la planta [años] [81]

Para el cálculo del LCOE de la planta se han tomado valores de vida útil de 20 años, producción energética anual de 66.766.442 kWh, inversión inicial de coste fijo de potencia instalada a 600 \$/kWp, tasa de descuento del 4 %. El sobrecoste de las baterías de litio tiene un valor de 500 \$/kWh, incluyendo las pérdidas en el caso de limitación del inversor dentro de la energía anual producida por la planta, y despreciando los costos de mantenimiento. Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

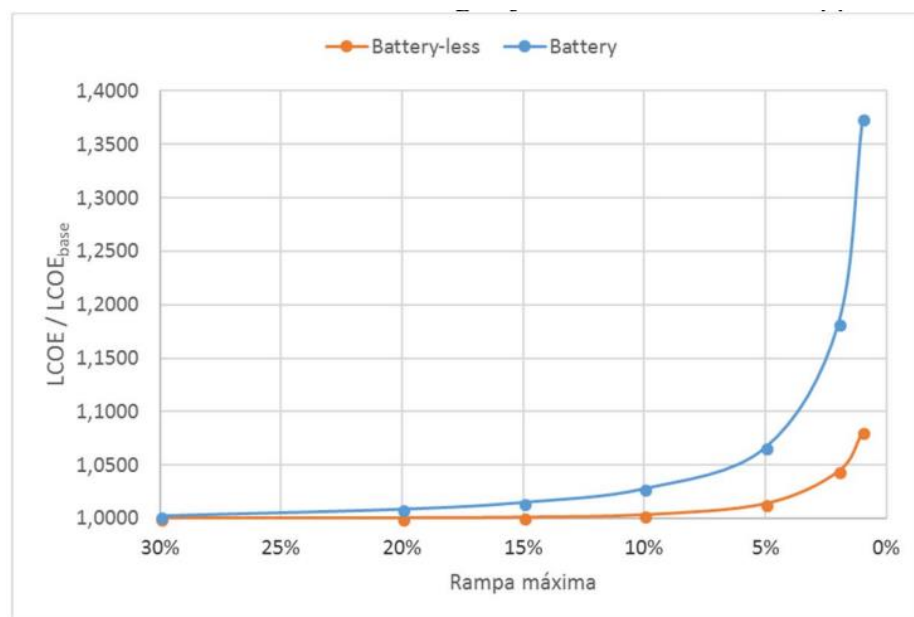


Figura 4.56: LCOE obtenido tras la simulación para ambas estrategias (almacenamiento versus limitación del inversor) [81]

De estos resultados (y de este estudio por consiguiente) se puede deducir que el LCOE de la solución con almacenamiento (batería de iones de litio) es mayor en todos los casos que el LCOE para la solución sin almacenamiento (limitación del inversor). Esta diferencia disminuye no obstante al disminuir la tasa de rampa, debido también a la gran inversión inicial que supone el sistema con almacenamiento. El sistema sin almacenamiento es por tanto una

mejor solución que el sistema con almacenamiento, en lo que a términos de LCOE se refiere. La conclusión final es que las estrategias de solución basadas en sistemas sin almacenamiento han de ser tenidas en consideración, y por lo tanto, son un punto a tener también en cuenta para su mejora y desarrollo.

- Utility Scale PV Plant Variability and Energy Storage for Ramp Rate Control: En este artículo [82], se muestra una caracterización de la variabilidad del recurso solar a corto plazo, desarrollando también dos algoritmos diferentes para el control de la tasa de rampa de potencia en dos sistemas de almacenamiento energético, uno basado en baterías y el otro en volantes de inercia. Para realizar el estudio, se cuenta con datos de variabilidad categorizados minuto a minuto y segundo a segundo de plantas de Canadá y Estados Unidos de hasta 250 MW, con una potencia total instalada a evaluar de 445 MW. El estudio pretende también demostrar lo que otros estudios ya han reflejado: por un lado, que las tasas de rampa a corto plazo se atenúan a medida que aumenta el tamaño de planta, y por otro lado, que la tasa de rampa disminuye a medida que aumenta la dispersión geográfica de las plantas solares que alimentan a un sistema eléctrico.

Inicialmente, se realiza una clasificación-categorización de los días acorde a la variabilidad de irradiancia promedia que presentan en un minuto respecto a la irradiancia estándar (1.000 W/m^2). De esta clasificación, se agrupan los días en 5 categorías que van desde días muy estables (categoría 1) hasta días muy variables (categoría 5). Seguidamente, el estudio aborda la influencia que tiene la dispersión geográfica de las plantas en las tasas de rampa de potencia de las mismas. Este estudio, y como ya han demostrado muchos otros anteriormente, refleja que la tasa de rampa de un sistema eléctrico, disminuye al aumentar la dispersión geográfica de las plantas solares que conforman dicho sistema. La tasa de cada planta solar también disminuye al aumentar el tamaño (potencia) de la misma. Ambos

hechos tienen en el fondo una explicación lógica: a mayor superficie (área geográfica) de un sistema (conjunto de plantas solares) o planta en sí, la superficie cubierta por las nubes será menor, por lo que el sistema (o planta) en su conjunto se verá menos afectado por dichas nubes. Otra explicación (derivada en cierto modo de la anterior) es que las nubes no se mueven lo suficientemente rápido como para ser capaces de cubrir completamente una planta o conjunto de plantas de un intervalo de tiempo al siguiente, por lo que a mayor dispersión geográfica, la afección en la tasa de rampa será menor.

Todo esto lleva a la situación final de tener que realizar un despacho de energía para regular las tasas de rampa. Como ya se mencionó anteriormente, las rampas ascendentes no son un problema, ya que se solucionan reduciendo la energía a inyectar. Las rampas descendentes, por el contrario, sí suponen un problema, ya que la falta de potencia a inyectar (derivada a su vez de la falta de irradiancia) no es tan fácil ya de solucionar. Este problema se puede solucionar con un sistema de almacenamiento energético (solución mayoritaria) o bien con algún sistema que pudiera pronosticar las condiciones meteorológicas a corto tiempo. Esta segunda solución, no obstante, aún está en fase de desarrollo, aunque ya existen sistemas bastante precisos como por ejemplo el Total Sky desarrollado por la Universidad de California en San Diego. A partir de aquí, el estudio analiza la viabilidad técnico económica de instalar un sistema de almacenamiento, comparando entre un sistema de almacenamiento compuesto por baterías de plomo-ácido VRLA y otro conformado por volantes de inercia.

El esquema-algoritmo que se debe seguir a la hora de instalar un sistema de almacenamiento de energía en una planta solar es el siguiente:

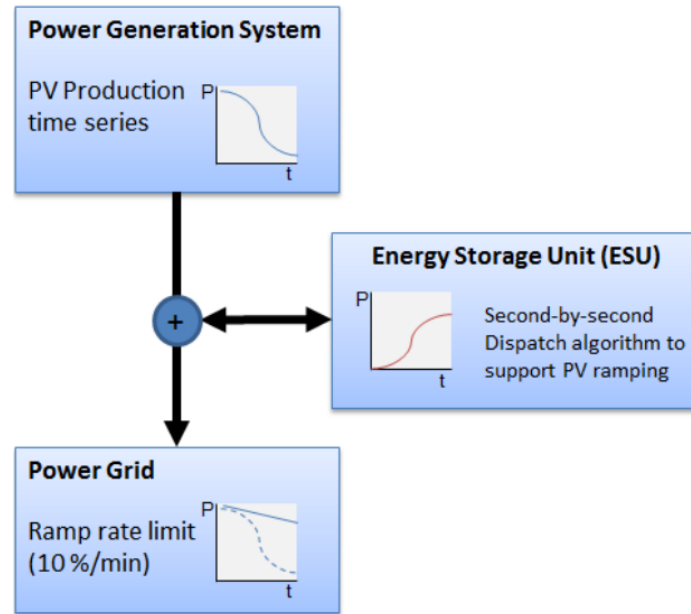


Figura 4.57: Esquema de integración de un sistema de almacenamiento energético en una planta solar para la regulación de rampas de potencia [82]

A partir de ello, el estudio prevé investigar diferentes tecnologías, tamaños y algoritmos de despacho para los sistemas de almacenamiento energético a base de baterías VRLA o volantes de inercia. Como se mencionó antes, pronosticar las condiciones meteorológicas a corto tiempo, mejoraría mucho la realización y precisión de los algoritmos. Sin embargo, el estudio se realizará en base a que no se conocen dichas condiciones, ya que estos sistemas de previsión a corto plazo no están aún muy desarrollados y extendidos, así como también porque al realizar los algoritmos en este peor escenario disponible (no se conocen las condiciones meteorológicas a corto plazo), se podrá lograr a posteriori mejorar dichos algoritmos. Los algoritmos realizarán un ciclo a través de una serie de tiempo en intervalos de tiempo de segundo en segundo. Para elaborar dichos algoritmos lo más precisamente posible, se han de conocer las características de los sistemas VRLA y volantes de

inercia. También se parten de datos reales procedentes de una planta canadiense de 80 MW durante el mes de agosto del año 2012. Esto hará que se puedan precisar aun más los algoritmos, siendo el objetivo final de la creación de los mismos el de minimizar el número de infracciones para una tasa de rampa dada, en este caso, del 10 %.

Technology	Flywheel [11]	Battery
Type	Beacon Power 'High Power' flywheel	Valve Regulated Lead Acid (VRLA)
Charge/Discharge eff.	0.92/0.92	0.90/0.90
Power:Energy ratio	12	2
Cycle Life	100,000	700
Self-discharge (per hr)	10% of SOC	0.0014% of nameplate capacity
Dispatch Strategy	<i>Dynamic Rest</i>	<i>Rest-Recover</i>

Figura 4.58: Especificaciones de las baterías VRLA y volantes de inercia [82]

Como se puede observar en la Figura 4.58, ambos sistemas de almacenamiento presentan unas características bastante diferentes. Los volantes de inercia tienen altos ciclos de vida, alta tasa de autodescarga (lo que implica SOC's bajos) y buena relación potencia-energía, lo que los hace idóneos para aplicaciones en donde se requiera suavizar las ráfagas de potencia. Las baterías VRLA, por su parte, presentan bajos ciclo de vida y una baja relación potencia-energía, por lo que sus usos se centran en fluctuaciones graduales. A partir de estas características, se crean dos algoritmos distintos, uno para los volantes de inercia y otro para las baterías. En el caso de los primeros, el algoritmo se conoce como Descenso Dinámico (Dynamic Rest-DR). Este algoritmo sigue activamente la producción energética relativa de la planta, teniendo el nivel de SOC del sistema de almacenamiento energético siguiendo dicha producción. En el caso de las baterías

VRLA, el algoritmo se conoce como Descenso-Recuperación (Rest Recover-RR), el cual emplea rangos de descarga SOC del 40 – 60 % para posibles actuaciones de la batería en eventos de rampa próximos. Una vez la batería se emplea para un aumento gradual, esta vuelve al anterior rango SOC para estar de nuevo lista para actuar frente al próximo aumento. Los resultados obtenidos tras las simulaciones en los volantes de inercia se muestran en la Figura 4.59.

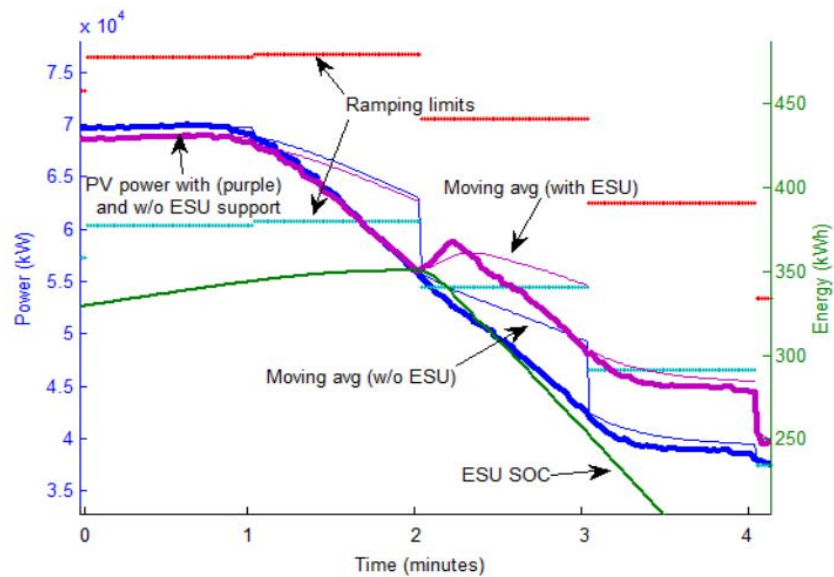


Figura 4.59: Resultado de las simulaciones del volante de inercia en la planta canadiense [82]

Seguidamente, se simulan ambos algoritmos para distintas capacidades del volante de inercia. Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

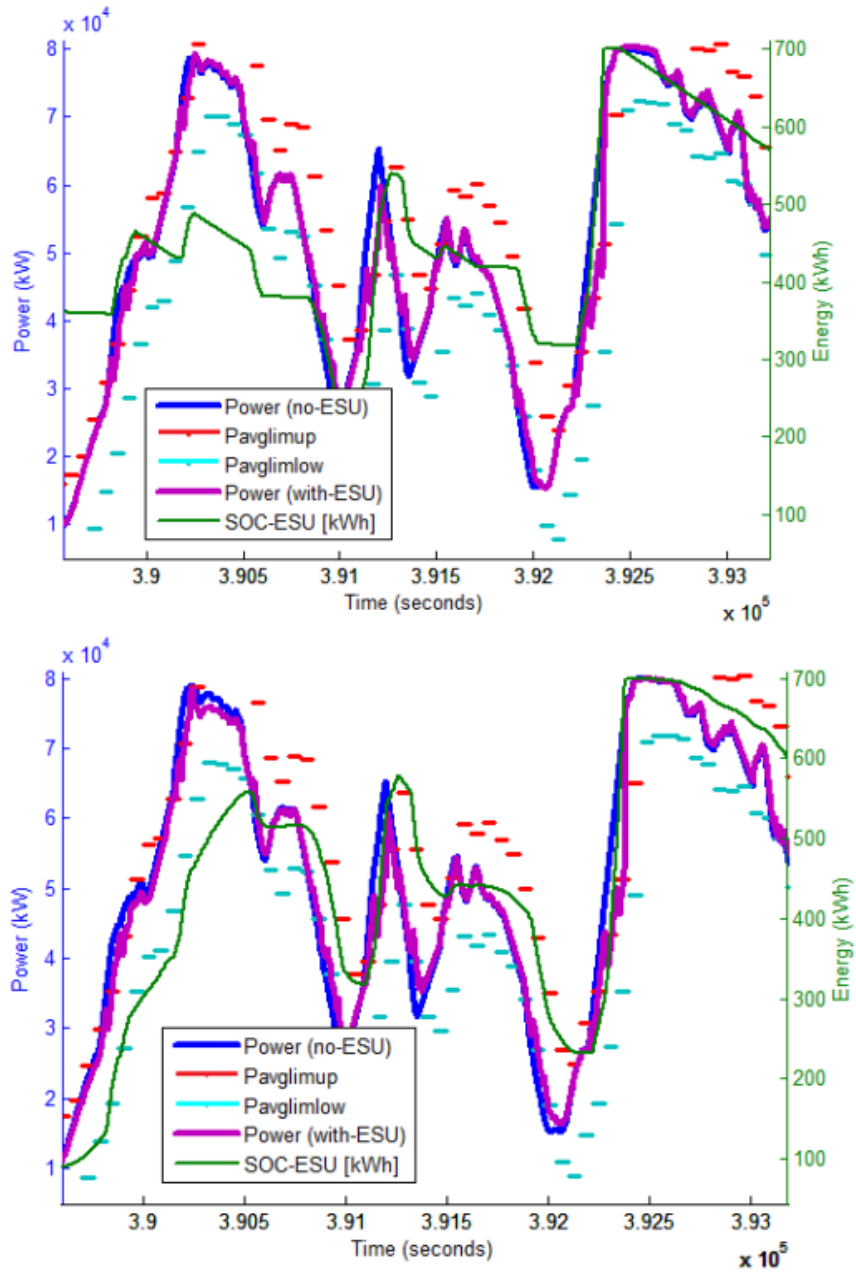


Figura 4.60: Resultado de las simulaciones aplicando ambos algoritmos para distintas capacidades en el volante de inercia [82]

Algorithm:	RR	DR	RR	DR	RR	DR
ESU size (kWh)	500	500	600	600	700	700
Up ramp violations	46	43	37	36	33	34
Down ramp violations	33	28	20	15	13	9
Self-discharge losses (MWh)	15.1	9.2	18.1	11.0	21.1	12.9
Transfer losses (MWh)	2.6	5.3	2.9	6.2	3.2	7.2
Max (dis)charge (MW)	6.0	6.0	7.2	7.2	8.4	8.4

Figura 4.61: Esquema de resumen de las simulaciones aplicando ambos algoritmos para distintas capacidades del volante de inercia [82]

De estos resultados se puede deducir que efectivamente, y tal y como se planteó de manera teórica en un inicio, la estrategia de algoritmos DR es mejor para los volantes de inercia que la estrategia RR. Tras hacer de nuevo estas simulaciones, pero ahora con las baterías VRLA y el algoritmo RR, los resultados obtenidos han sido:

Technology - algorithm	VRLA - RR			Flywheel - DR		
	500	1000	1500	500	1000	1500
ESU size (kWh)						
Up ramp violations	110	92	74	43	19	3
Down ramp violations	88	71	51	28	2	0
Self-discharge (MWh)	0.5	1.0	1.6	9.2	18.4	27.7
Transfer losses (MWh)	0.5	0.9	1.3	5.3	9.9	14.2
Max (dis)charge (MW)	1	2	3	6	12	18

Figura 4.62: Esquema de resumen de las simulaciones aplicando el algoritmo RR en las baterías VRLA y el algoritmo DR en los volantes de inercia para distintas capacidades de ambos sistemas de almacenamiento [82]

De este estudio, se pueden obtener entonces las siguientes conclusiones principales:

- A medida que aumenta la capacidad de un sistema de almacenamiento, disminuye el número de violaciones de la tasa de rampa impuesta.
- Para una misma capacidad de almacenamiento, la estrategia de algoritmo DR en volantes de inercia, tiene una eficacia mucho mejor que la estrategia de algoritmo RR en baterías VRLA, entendiendo por eficacia la disminución del número de violaciones para una tasa de rampa dada.
- Una mayor dispersión geográfica de las plantas solares que alimentan un sistema eléctrico, reduce y atenúa mejor las fluctuaciones de energía.
- Un sistema de almacenamiento energético compuesto por volantes de inercia de 500 kWh de capacidad y comandado por una estrategia de algoritmos DR, logra ya mitigar en un 72 % el número de violaciones para una tasa de rampa impuesta, llegando este porcentaje a casi un 100 % en el caso de la capacidad de almacenamiento se aumente hasta los 1.500 kWh.

Por último, cabe destacar también que sería muy interesante probar estas estrategias de algoritmos DR y RR en más sistemas de almacenamiento (dada la gran cantidad y variedad de estos que existen y se desarrollan), así como probarlos también en plantas situadas en distintas zonas geográficas del planeta, y que por lo tanto, presentan distintas características climáticas.

- Capacity Specification for Hybrid Energy Storage System to Accommodate Fast PV Fluctuations: Este artículo [83], muestra los beneficios de implantar un sistema de almacenamiento energético híbrido, combinando los puntos fuertes de las dos tecnologías que lo componen: un sistema de baterías y un supercondensador.

Como ya se pudo ver en apartados anteriores, son muchas las tecnologías de almacenamiento que existen hoy en día, y otras muchas también las que están en fases de investigación y/o desarrollo. Como es lógico, cada una de estas tecnologías tiene sus ventajas y desventajas. Este artículo propone hibridar dos tecnologías (baterías plomo-ácido VRLA y supercondensador) para aprovechar sus ventajas, y cubrir las desventajas con las ventajas del otro, es decir, con la hibridación se pretende crear un sistema de almacenamiento energético que tenga el menor número de deficiencias posible. El artículo propone un diseño para dicho sistema híbrido de almacenamiento energético, para después verificar la eficacia de dicho diseño mediante datos reales provenientes de una planta solar en Long Island (Estados Unidos).

Primeramente, cabe detallar la tipología de la planta solar. Se trata de una instalación que cuenta con un convertidor CC-CC que rastrea continuamente el punto MPPT regulando la tensión a la salida de los paneles solares. Después, un inversor transforma la CC en CA, regulando también la potencia activa y reactiva inyectada a la red. En la parte de CC, se crea un enlace para interconectar el sistema de almacenamiento energético, el cual cuenta a su vez con un sistema de control el cual regula los procesos de carga y descarga.

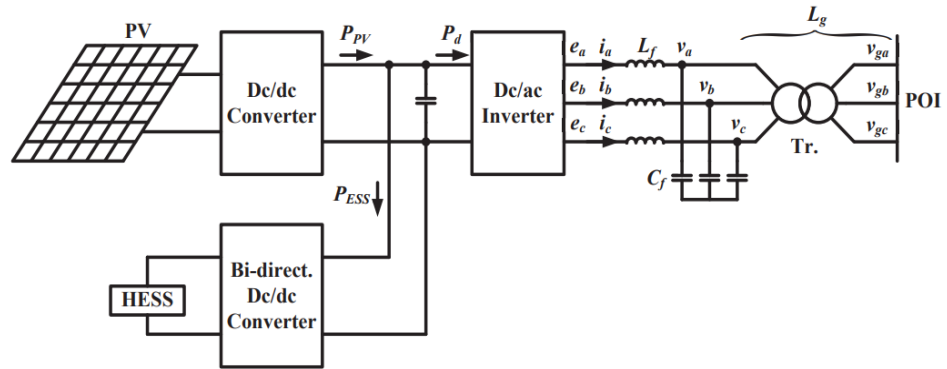


Figura 4.63: Esquema de la planta solar [83]

Una vez conocida la estructura de la planta solar, se procede al diseño y cálculo de la capacidad del sistema híbrido de almacenamiento energético (HESS). Para ello, hay que tener como consideraciones iniciales que las baterías VRLA tienen una alta densidad de energía, y los supercondensadores, una alta densidad de potencia. Para proceder con el diseño, se debe partir de un perfil conocido de datos de potencia en una serie temporal, tal como el mostrado en la Figura 4.64.

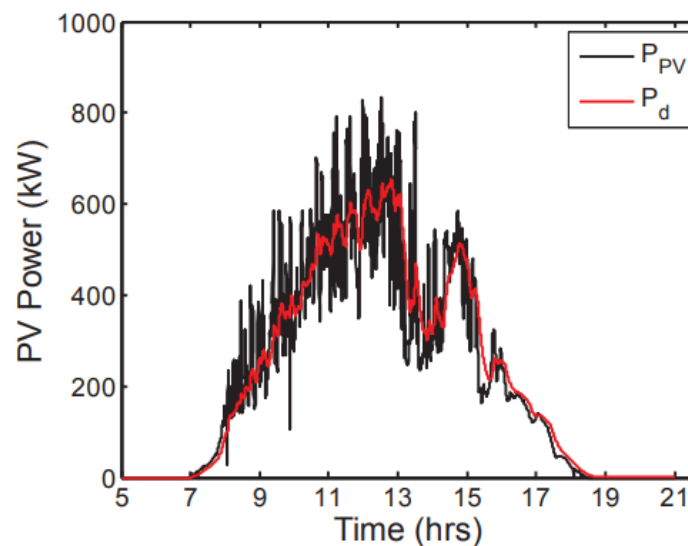


Figura 4.64: Perfil de energía fotovoltaica de un día de otoño del año 2014 obtenido de una planta solar estadounidense en Long Island [83]

Como se puede observar en la Figura 4.64, el perfil de potencia suavizada despachada (P_d), resulta ser un perfil suavizado respecto a la potencia generada por los paneles (P_{PV}). Con este suavizado, se logra una menor fluctuación del sistema, principalmente en términos de frecuencia y tensión. Dicho P_d se logra atendiendo a:

$$P_d(s) = \frac{P_{PV}(s)}{(1 + T_1(s))}$$

Ecuación 4.6, donde $P_d(s)$ es la potencia suavizada despachada [kW], $P_{PV}(s)$ es la potencia generada por los paneles [kW], s es el operador de Laplace y T_1 es el factor de suavizado [min]. En este caso, fue tomado $T_1 = 1$ min, aunque en otras circunstancias, debe de tomarse como valor de T_1 el valor de la tasa de rampa máxima [83]

El perfil de potencia total del sistema de almacenamiento energético (ESS) resulta ser:

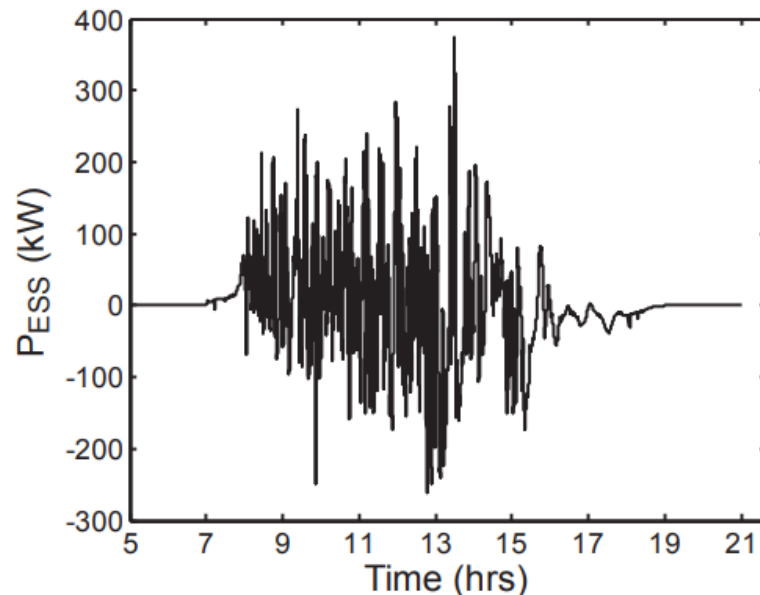


Figura 4.65: Perfil de potencia del sistema de almacenamiento energético (ESS) para $T_1 = 1$ min [83]

La potencia de dicho sistema se calcula como:

$$P_{ESS}(t) = P_{PV}(t) - P_d$$

Ecuación 4.7, donde $P_{ESS}(t)$ es la potencia almacenada en el sistema ESS [kW], $P_{PV}(s)$ es la potencia generada por los paneles [kW] y P_d es la potencia suavizada despachada [kW] [83]

En la Figura 4.65, y atendiendo a la Ecuación 4.7, los valores positivos indican una carga del sistema ESS (excedente de producción solar que se almacena), y sus valores negativos, indican una descarga del sistema ESS (se requiere energía para suavizar la energía despachada).

Para un correcto dimensionamiento del sistema HESS, se debe conocer el máximo flujo de potencia que se puede manejar, el cual, y tal como muestra la Figura 4.65, es de 374,8 kW en este caso. También se ha de saber que para prolongar la vida de las baterías del HESS, se han de evitar los ciclos de carga-descarga en los periodos pico-valle. Estos periodos de pico-valle se pueden asignar a los supercondensadores (debido a su alta densidad de potencia. Por otra parte, la baja capacidad energética del supercondensador es compensada con la alta densidad energética de las baterías VRLA. Con todo ello, se puede ahora obtener el perfil de potencia del ESS, el cual resulta ser:

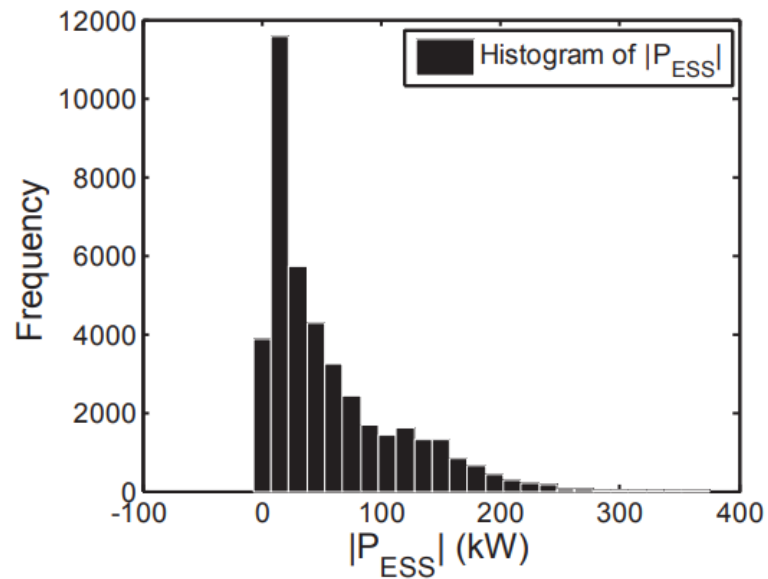


Figura 4.66: Histograma del perfil de potencia del HESS para $T1 = 1$ min [83]

De dicho histograma se deduce que la frecuencia de los valores pico del perfil de potencia del ESS es muy baja en comparación con valores más bajos. Para tener una mejor aproximación de la distribución de dicho perfil, se aplica ahora una función de densidad probabilística (PDF). Se opta por una función no paramétrica ya que reflejan mejor los datos prácticos que las funciones paramétricas. Concretamente, se opta por la función de densidad de Kernel (KDE). De entre toda la variedad de funciones Kernel que existen, se usará la función Kernel normal para estimar la densidad de probabilidad de P_{ESS} a partir de la Figura 4.66. Esto resulta bastante sencillo ya que Matlab incorpora la Función de Estimación de Densidad de Suavizado de Kernel (KSDE). Aplicando entonces la KSDE al histograma de la Figura 4.66 se obtiene un PDF como el que se muestra a continuación en la Figura 4.67:

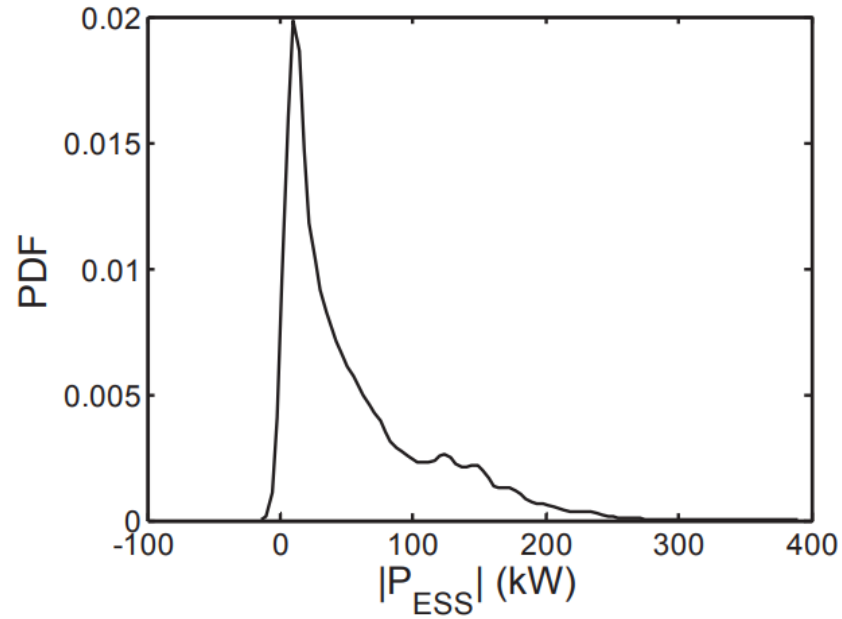


Figura 4.67: Función PDF de PESS para T1 = 1 min [83]

A partir de la PDF obtenida en la Figura 4.67, se dimensiona ahora la potencia del HESS aplicando la Función de Densidad Acumulada (CDF) de la Ecuación 4.8:

$$F(x) = \int_0^x \Phi_{\text{est}}(|P_{\text{ESS}}|) d|P_{\text{ESS}}|$$

Ecuación 4.8, donde $F(x)$ es la CDF del perfil de potencia del HESS, PESS es la potencia almacenada en el sistema HESS [kW] y Φ_{est} es el vector de valores de densidad [83]

Aplicando la CDF y con los datos del perfil de energía fotovoltaica de la Figura 4.64, los resultados obtenidos son:

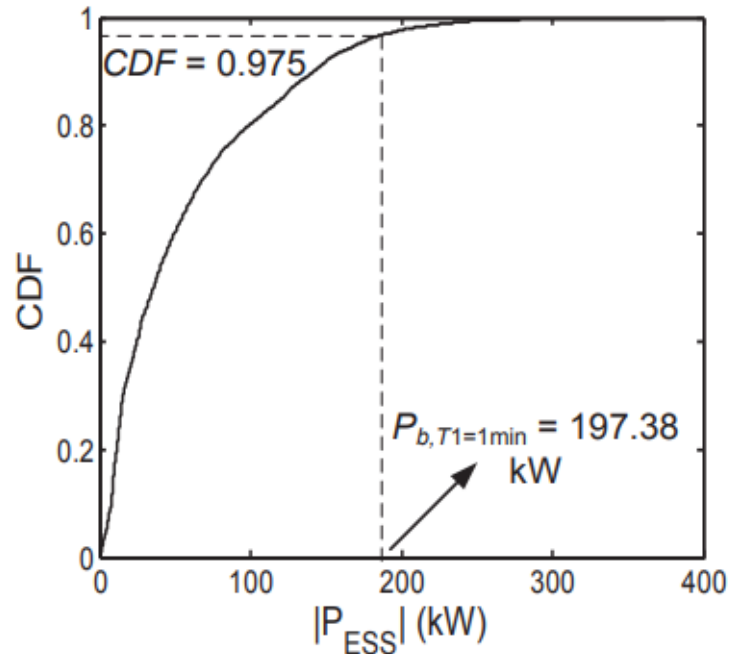


Figura 4.68: Función CDF de PESS para $T_1 = 1 \text{ min}$ [83]

A partir de la Figura 4.68, se puede establecer que para un nivel de confianza del 97,5 %, la potencia del BESS (sistema de almacenamiento de batería VRLA) queda fijada en 197,38 kW. El 2,5 % restante de la potencia de ajuste será proporcionada por el supercondensador. Sabiendo ya anteriormente de la Figura 4.65 que la potencia total de almacenamiento es de 374,8 kW, y que la de la batería es de 197,38 kW, la potencia del supercondensador deberá ser de 177,42 kW. Ya se tienen por lo tanto todas las potencias de almacenamiento. Como paso final, y a partir del sistema ya dado anteriormente con la topología y perfil solar de la planta solar estadounidense, se establecen el resto de variables del sistema y se verifica el método realizado.

En primer lugar, se simula el sistema de almacenamiento suponiendo que está conformado únicamente por baterías. Tomando 600 V como valor de tensión del enlace CC del convertidor, y usando baterías VRLA con características

12,96 V (para SOC = 1) y $C_5 = 26$ Ah, será necesario poner 47 baterías en serie para alcanzar el nivel de voltaje de 600 V. A partir de la capacidad dada, se calcula que la batería entregará 5,2 A durante 5 h (26 Ah). 5,2 A que en voltaje de 600 V da como resultado una potencia por rama de 3,12 kW. Para alcanzar la potencia de 374,8 kW será necesario entonces poner 119 ramas en paralelo. La configuración queda entonces como 119 ramas en paralelo con 47 baterías por rama, lo que resulta en un número total de baterías de 5.593 unidades.

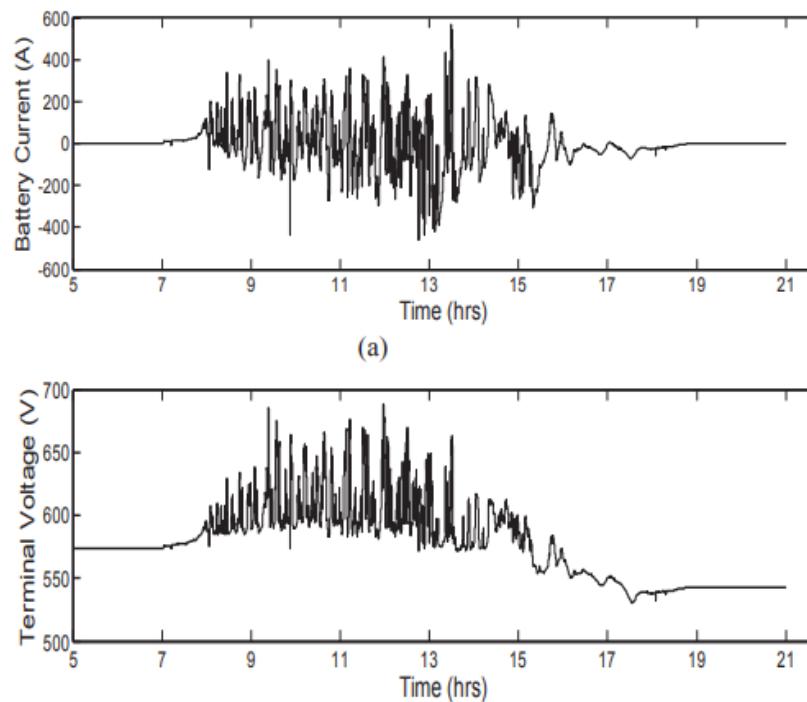


Figura 4.69: Perfiles de corriente y voltaje de la batería obtenidos a partir de la simulación, suponiendo que el ESS está formado únicamente por baterías VRLA [83]

En segundo lugar, la simulación se realiza suponiendo ya un sistema híbrido HESS formado por baterías y supercondensadores. Se toma el mismo modelo de batería que anteriormente, y como modelo de supercondensador uno de 2,7 V, 600 F y 145 A. La tensión del enlace CC del convertidor es nuevamente de 600 V. La potencia total del sistema de almacenamiento es de 374,8 kW, siendo la potencia de las baterías de 197,38 kW y la del supercondensador deberá ser de 177,42 kW.

Repitiendo los cálculos de la primera simulación, pero atendiendo a los nuevos datos, la configuración de las baterías resulta ser de 63 ramas en paralelo con 47 baterías por rama, lo que resulta en un número total de baterías de 2.961 unidades. En el caso de los supercondensadores, al ser cada unidad de 2,7 V, serán necesarios 223 unidades en serie para alcanzar la tensión de enlace de 600 V. Esta tensión de 600 V aplicada a una corriente de 145 A, resulta en una potencia por rama de 87 kW. Para alcanzar la potencia de 177,42 kW será necesario entonces poner 3 ramas en paralela. La configuración de los supercondensadores resulta ser de 3 ramas en paralelo con 223 supercondensadores por rama, lo que resulta en un número total de supercondensadores de 669 unidades.

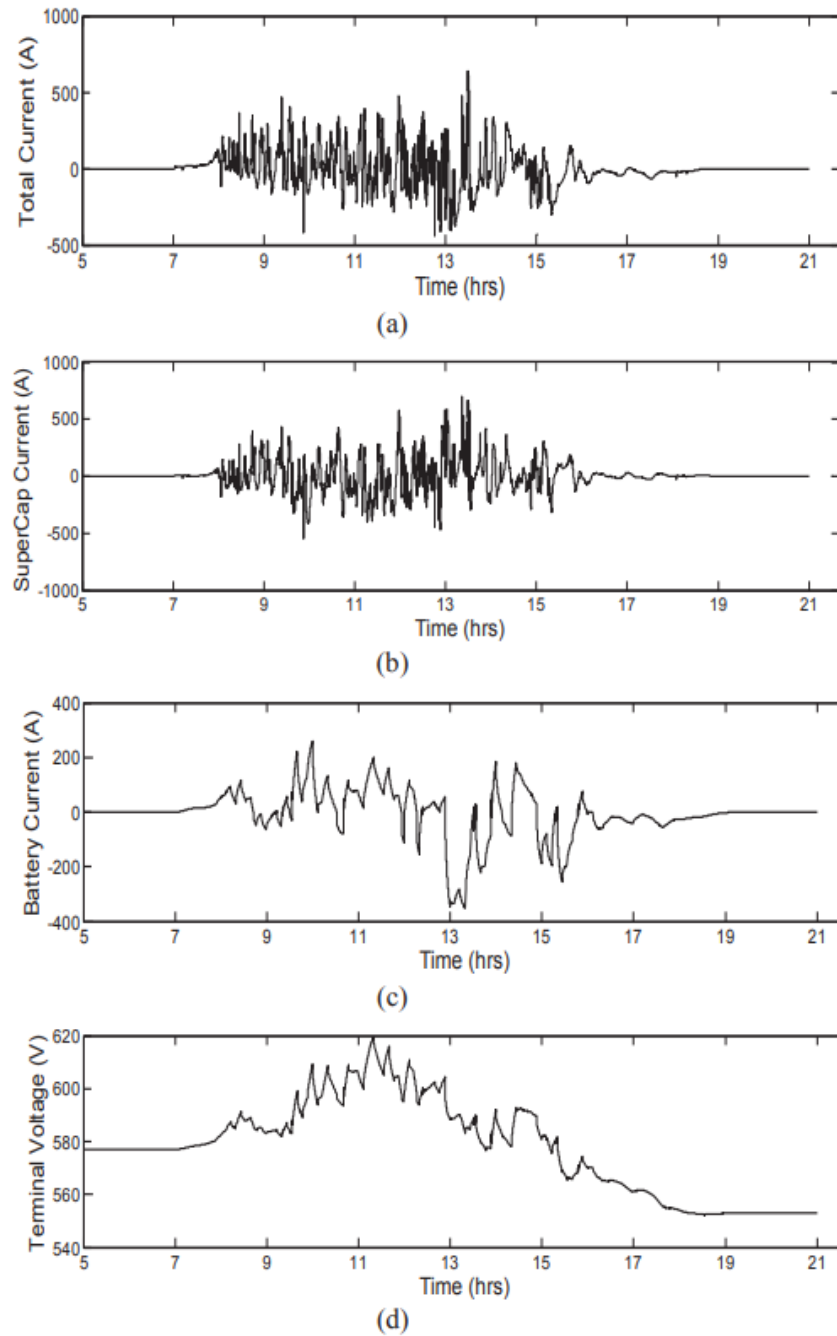


Figura 4.70: Resultados de la simulación del HESS con los perfiles de corriente total de carga-descarga (a), corriente del supercondensador (b), corriente de la batería (c) y voltaje del terminal de almacenamiento HESS (d) [83]

Como puede observarse en la Figura 4.69 y Figura 4.70, las fluctuaciones de corriente de alta frecuencia son acomodadas principalmente por los supercondensadores, mientras que el resto de corrientes (las de fluctuaciones baja), son acomodadas por las baterías. Esto tendrá también como efecto el de la prolongación de la vida útil de las baterías. También se puede observar como el voltaje terminal del HESS tiene menos fluctuaciones en comparación con el del caso únicamente de las baterías.

Como conclusión final, cabe decir que el artículo muestra claramente los enormes beneficios que tiene la combinación de dos sistemas de almacenamiento energéticos integrados en un sistema de almacenaje híbrido. En este caso, se han combinado baterías VRLA con supercondensadores, pero sería muy interesante realizar combinaciones de otros sistemas entre sí, así como también combinando más de dos.

- A Utility Scale Battery Energy Storage System for Intermittency Mitigation in Multilevel Medium Voltage Photovoltaic System: En este artículo [84], se propone un sistema de almacenamiento de baterías (BESS) para dar solución a la problemática originada por la intermitencia de potencia a la salida de los módulos fotovoltaicas. El estudio también presenta el diseño del BESS para su integración en un sistema a gran escala, así como también los resultados obtenidos a partir de un prototipo de laboratorio realizado. El BESS propuesto, utiliza un convertidor CC-CC bidireccional cuya potencia es el 10 % la de la planta solar. El convertidor funcionará en modo reductor para cargar la batería y como elevador multinivel de 3 niveles para cargar la misma. En las etapas de fluctuación fotovoltaica, la batería se cargará o descargará en función de las necesidades energéticas, es decir, se cargará en momentos de pico fotovoltaico de producción, y se descargará en momentos de caída fotovoltaica de producción.

Cara a la continua y progresiva mayor incorporación de energía renovable al sistema eléctrico, es necesario solucionar el problema que tienen estas energías para dar solución a los desequilibrios. Además de sistemas de almacenamiento, para solucionar este problema, será necesario desarrollar y mejorar también desarrollar sistemas precisos de pronóstico a corto plazo.

La principal novedad y diferenciación respecto a otros sistemas de almacenamiento de baterías propuestos, es que el BESS propuesto en este trabajo no es centralizado, sino que es un BESS cuya tipología consta de un convertidor CC-CC bidireccional distribuida en tres niveles, funcionando conjuntamente a un convertidor de enlace de CA (inversor). Un BESS centralizado no puede hacer frente a intermitencias localizadas en grandes plantas, tales como por ejemplo los sombreados parciales ocasionados por el paso repentino de nubes. El BESS multinivel desarrollado en este trabajo tiene entonces como principales ventajas:

- La arquitectura multinivel del inversor permite aumentar el control de zonas parciales de la planta solar, es decir, los efectos adversos causados por sombreados parciales pueden ser mitigados de esta manera con facilidad.
- La topología multinivel (tres niveles en este caso) permite el uso de semiconductores tanto de bajas tensiones como de frecuencias de conmutación más bajas, lo que produce a su vez una reducción de pérdidas en el convertidor bidireccional de carga-descarga.
- La configuración multinivel permite reducir el tamaño del BESS, lo que a su vez proporciona un rendimiento dinámico más rápido entre los modos de carga y descarga.
- Pese a que la potencia del BESS es de sólo el 10 % de la de la planta, la topología multinivel permite aún así reducir en un 80 % el error entre las potencias previstas y las potencias generadas, aspecto que hace reducir también los costos generales del sistema.

La arquitectura propuesta para el diseño del BESS es la siguiente:

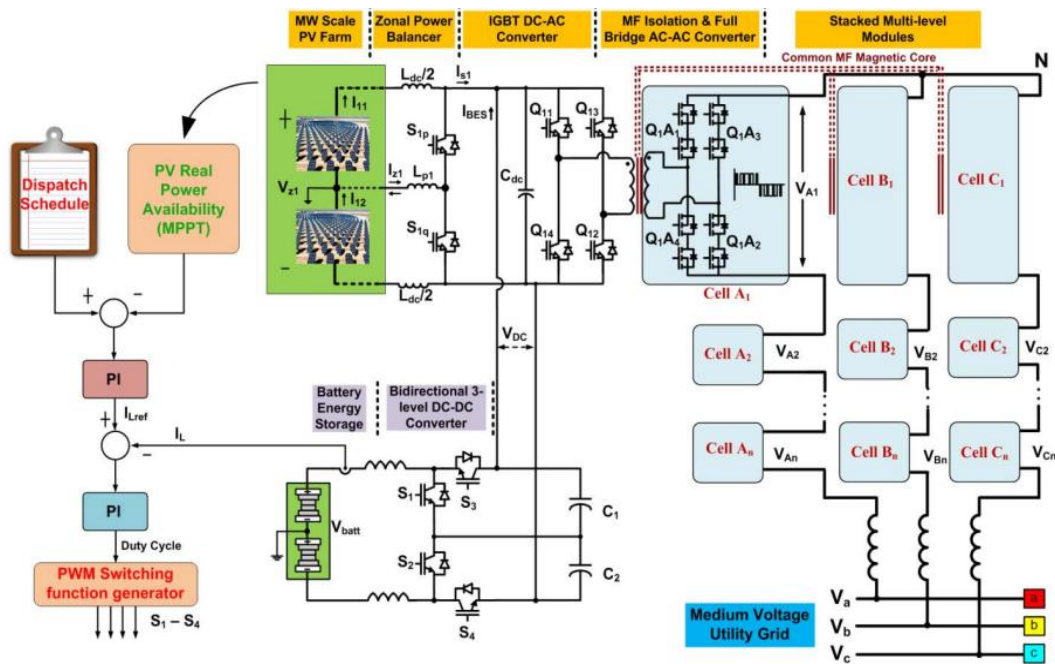


Figura 4.71: Esquema general del sistema de almacenamiento de energía BESS para la planta solar [84]

El convertidor CC-CC bidireccional podrá funcionar en modo reductor BUCK para cargar la batería y en modo elevador BOOST para descargar la misma.

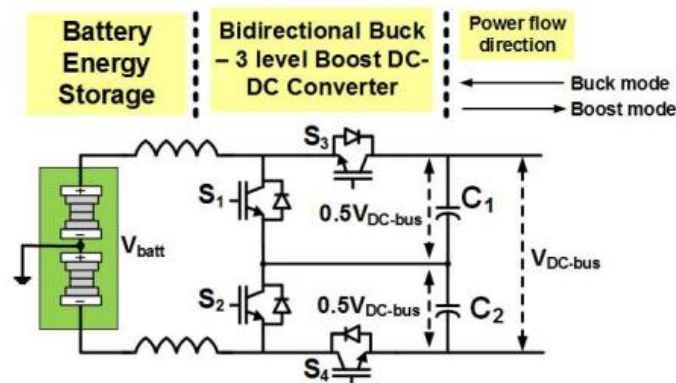


Figura 4.72: Convertidor CC-CC bidireccional [84]

La batería concreta a utilizar será una batería de sales fundidas de sodio azufre (Na-S). El motivo de su elección ha sido su alta potencia y densidad de energía, gran capacidad de ciclo y buena respuesta transitoria. Sin embargo, tiene como contrapunto su alta temperatura de funcionamiento de 350 °C. La profundidad de la batería se ha limitado a un 60 % para prolongar la vida útil de la misma.

En modo reductor BUCK, el convertidor bidireccional cargará la batería. El control del convertidor regula la corriente media del inductor para mantener esta en un valor por debajo de la tasa de carga máxima del BESS. A su vez, el controlador MPPT está constantemente calculando la potencia real disponible producida por los paneles solares. Cuando esta potencia es superior a la potencia despachada, el control regula a los IGBT's S_3 y S_4 para cargar la batería. El controlador está también ajustando continuamente la referencia de corriente detectando la tensión en circuito abierto de la batería (V_{OC}), consiguiendo de esta manera estimar continuamente el estado de carga de la batería (S_{OC}). También existe un pequeño condensador de filtro conectado a la batería, el cual reduce la ondulación de alta frecuencia. El ciclo de trabajo-ganancia (D) de los IGBT's S_3 y S_4 se define como la relación entre el voltaje de la batería V_{batt} y el voltaje del bus de continua (V_{DC-bus}), recogidos ambos en la Figura 4.73.

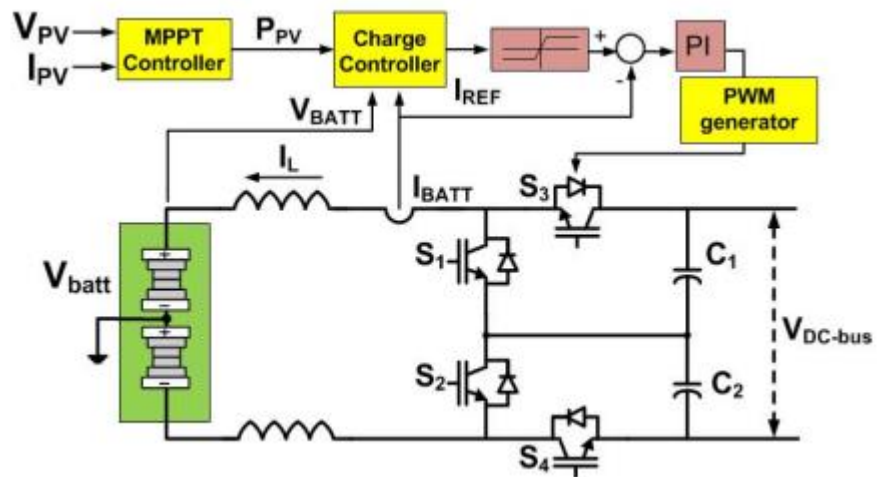


Figura 4.73: Esquema de control del convertidor CC-CC bidireccional en modo reductor BUCK [84]

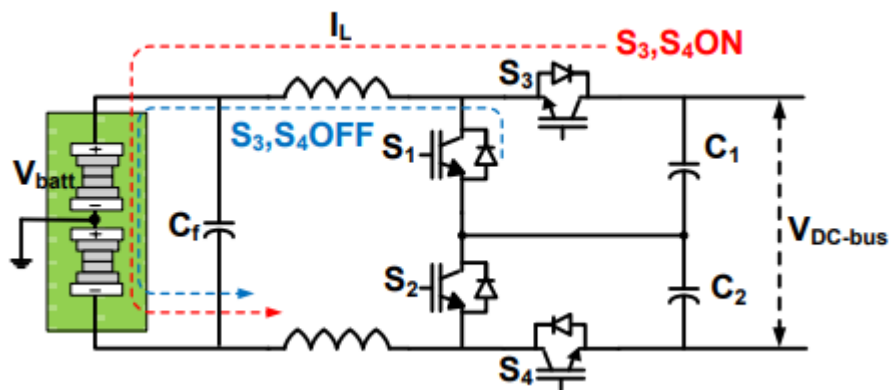


Figura 4.74: Esquema de funcionamiento de los IGBT's del convertidor CC-CC bidireccional en modo reductor BUCK [84]

En modo elevador BOOST, el convertidor bidireccional descargará la batería. La ganancia se define ahora como:

$$\frac{V_{DC-bus}}{V_{batt}} = \frac{1}{(1 - D)}$$

Ecuación 4.9, donde D es el ciclo de trabajo de los IGBT's S1 y S2, VDC-bus es la tensión en el bus de continua y Vbatt es la tensión de la batería

[84]

En función de la magnitud del voltaje de entrada al convertidor respecto al voltaje de salida, el convertidor puede operar en modo BOOST de dos modos diferentes.

En el modo 1 [$V_{batt} (V_{in}) < 0,5 V_{DC-bus}$] el ciclo de trabajo es superior a 0,5. Los IGBT's S₁ y S₂ están encendidos, y todo el voltaje de entrada se aplica al inductor, aumentando así la corriente del mismo, siendo la corriente de carga suministrada por los capacitores. Cuando alguno de los IGBT's se apaga, la carga es alimentada por la corriente del inductor, corriente que también carga el capacitor C₁.

Cuando el ciclo de trabajo es inferior a 0,5 y entonces [$V_{batt} (V_{in}) < 0,5 V_{DC-bus}$], el convertidor entra en modo 2. En este caso, podrán existir estados denominados cero, en los cuales ningún IGBT está encendido. Cuando alguno de ellos está encendido, la corriente del inductor aumenta, cargándose al mismo tiempo el capacitor C₂. En esta situación, la corriente de carga es suministrada por el capacitor C₁. Cuando el otro IGBT se enciende, el convertidor cambia al modo 1 y viceversa, en función del voltaje de entrada.

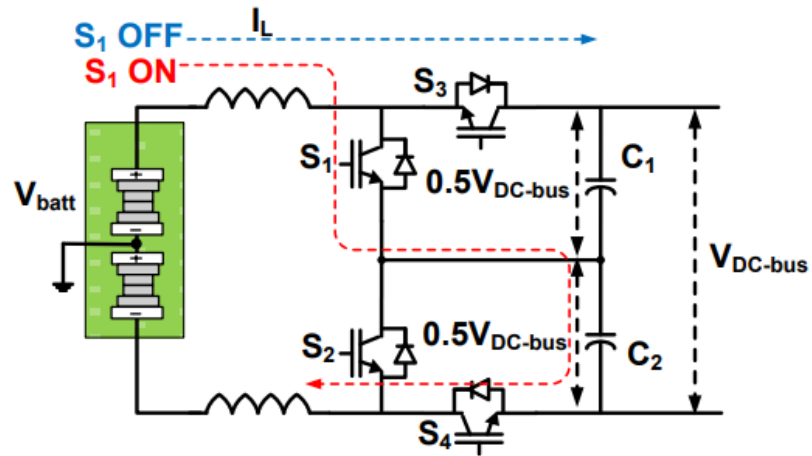


Figura 4.75: Esquema de funcionamiento de los IGBT's del convertidor CC-CC bidireccional en modo elevador BOOST [84]

Para el modelado del convertidor y estimación de su eficiencia, se opta por un interruptor PWM. Los diagramas equivalentes quedarían como:

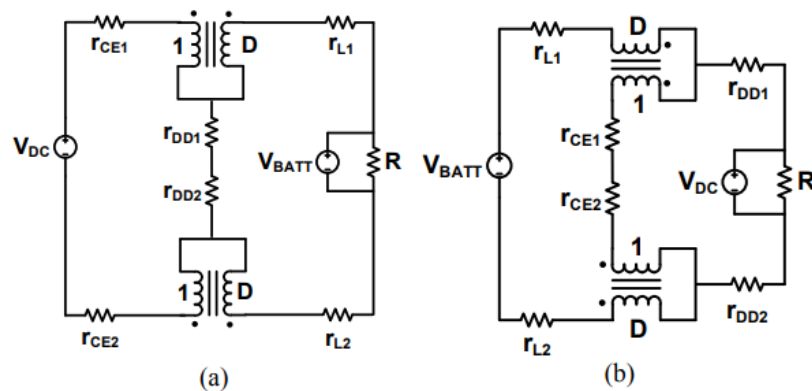


Figura 4.76: Diagrama equivalente del interruptor PWM como reductor BUCK para carga (a) y elevador BOOST para descarga (b) [84]

Seguidamente, se hace un diseño del BESS para su integración en un sistema a gran escala. El sistema será:

PV System & Multilevel Inverter	
Power rating	5 MW
Number of PV Zones, number of cascaded multilevel inverter cells	4
Grid voltage	13.2 kV three phase, 60 Hz
PV characteristics	Mathematically modeled
Isolation transformer frequency f_{sq}	600 Hz
PWM inverter switching frequency f_{sw}	1800 Hz

Battery System & Bidirectional dc-dc Converter	
Battery voltage	630 V at full charge; 590 V at full discharge; 300 NaS cells in series
Battery capacity	62.5 kWh / 100 Ah, (212 A for 30 minutes)
Maximum charge rate	$\frac{C}{4}$; 53 A at 590 V OCV
Battery depth of discharge	60%
dc-dc converter rating	125 kW
Bidirectional converter switching frequency f_{dc}	2000 Hz
Inductor design	Critical inductance at 10% current
Capacitor design	10% voltage ripple at full load

Figura 4.77: Especificaciones del sistema a gran escala en donde se integrará el BESS [84]

A partir de dichas especificaciones, se calcularán los parámetros siguientes:

- Inductores: Tomando como corriente máxima eficaz 200 A, operaciones críticas a 25 A (corriente de carga) , una tasa máxima de descarga de la batería de 53 A y un voltaje de batería de 612 V, el cálculo resulta ser:

$$L \frac{dI}{dt} = V_{Batt} = 612$$

$$L \frac{2\Delta I_L \cdot f_{sw}}{D} = L \frac{50 \times 2000}{0.5} = 612$$

Figura 4.78: Cálculo de la inductancia del BESS [84]

La inductancia resulta ser de 3,06 mH.

- Condensadores: Tomando como valor de rizado del voltaje de salida un 10 % a plena carga, una corriente a plena carga de 104 A y un valor de tensión de 1.200 V en el bus de continua, el cálculo resulta ser:

$$C \frac{dV}{dt} = I_{load} = 104$$

$$C \frac{0.1 \times V_{dc} \times f_{sw}}{D} = C \frac{0.1 \times 1200 \times 2000}{0.5} = 104$$

Figura 4.79: Cálculo de los condensadores del BESS [84]

El condensador resultante resulta ser de 217 μ F. Al estar dos condensadores en paralelo, el valor resultante será de 434 μ F, tomando como valor final el de 500 μ F.

- IGBT's: Los transistores del convertidor deberán de bloquear el voltaje del bus de continua, el cual tiene un valor de 1.200 V. Su corriente deberá de ser 300 A.
- Pérdidas y eficiencia: Las pérdidas se estiman para una potencia de 125 kW, siendo la pérdida de conmutación de 57 mJ/ciclo en el IGBT, y la pérdida de recuperación inversa en el diodo de 20 mJ/ciclo. Ambas pérdidas suponen un valor de 310 W a una frecuencia de conmutación de 2.000 Hz. Las pérdidas por conducción se establecen en un 68 %, y el rendimiento a plena carga del convertidor es del 97 %. La eficiencia puede aumentarse cambiando la frecuencia de conmutación, pero esto conllevaría aumentar el tamaño de los componentes pasivos.

Una vez definidos estos parámetros, se procede a la simulación del sistema tomando un valor de potencia nominal de 5 MW. En primer lugar, se puede observar (Figura 4.80) que el convertidor produce una tensión de nivel 6,6 kV y unas corrientes de línea con una distorsión del 3 %.

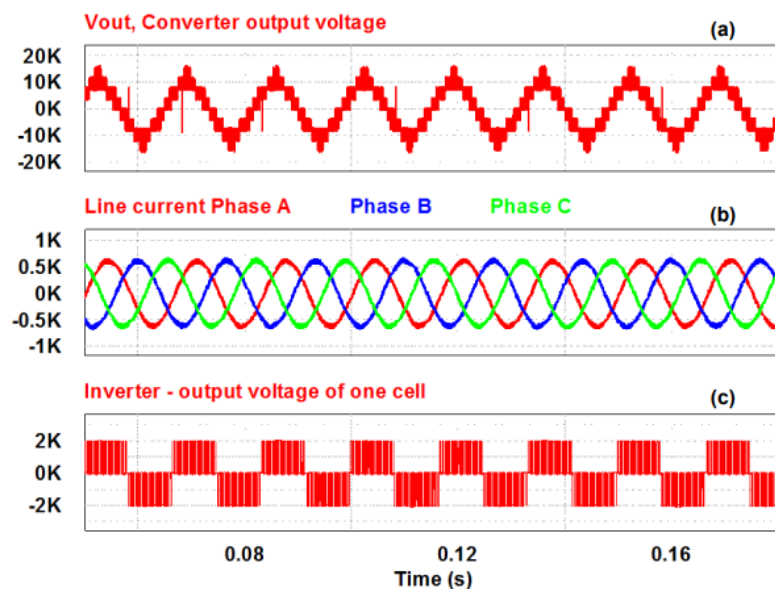


Figura 4.80: Esquema con la tensión de salida del convertidor (a), corrientes de línea en el sistema trifásico (b) y voltaje de salida de una celda en operación unipolar (c) [84]

En modo carga (Figura 4.81), el convertidor en modo reductor BUCK procesa 12 kW, con un valor promedio de corriente del inductor de 20 A. La capacitancia se ha reducido a un valor pequeño para demostrar el aumento en el OCV de la batería.

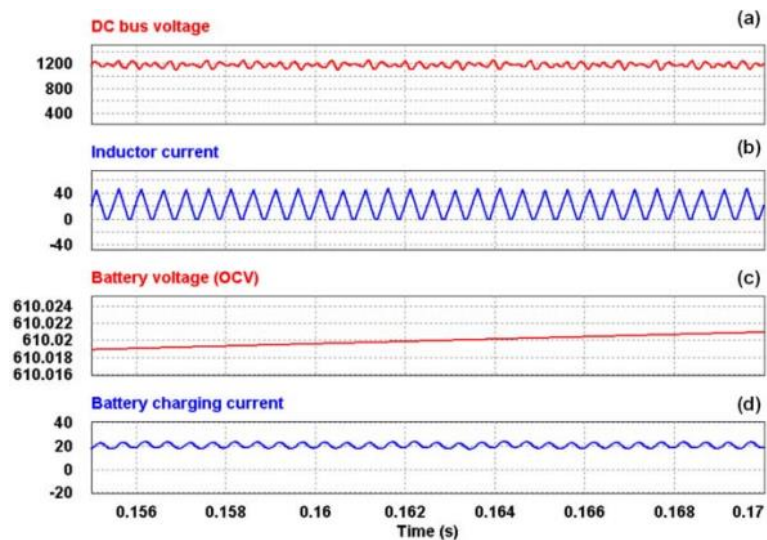


Figura 4.81: Esquema del funcionamiento del BESS en modo carga con la tensión en el bus de continua (a), corriente del inductor (b), tensión de la batería (c) y corriente de carga de la batería (d) [84]

El convertidor cambia de modo carga a modo descarga cuando la potencia disponible de los paneles se reduce en un 7 % (Figura 4.82). Hasta la reducción de la potencia en los paneles, la batería se cargaba con 13 kW, usando la potencia restante para alimentar a la red. Ahora, en modo descarga, la potencia total que alimenta a la red proviene tanto de los paneles como de la batería.

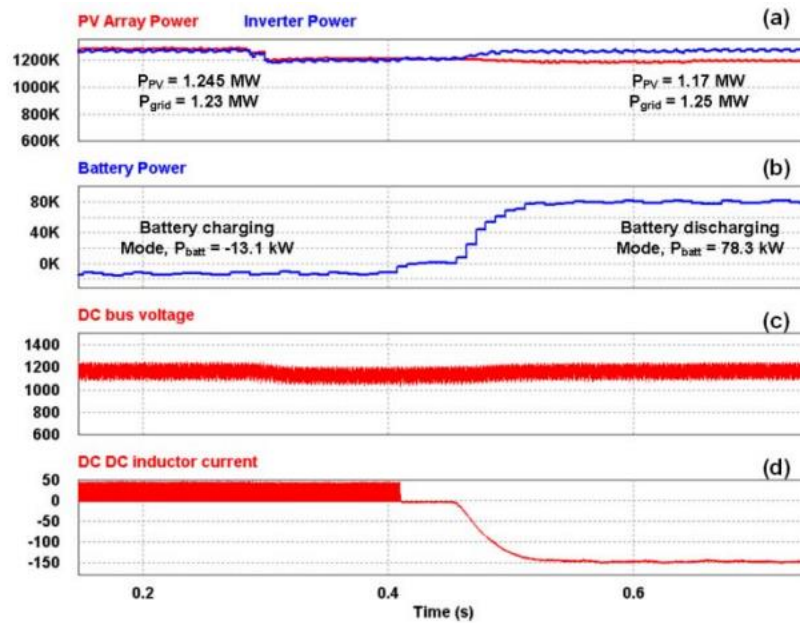


Figura 4.82: Esquema que muestra la potencia de los paneles e inversor (a), potencia procesada por la batería en carga-descarga (b), voltaje regulado en el bus de continua (c) y corriente del inductor del convertidor en carga-descarga (d) [84]

En la Figura 4.83 se muestran ahora los flujos de potencia activa y reactiva, y el factor de potencia de la red (puede observar en la Figura 4.83 cómo se mantiene en todo momento cerca de la unidad, estando siempre por el valor requerido de 0,95). Hasta que se reduce la reducción de energía por parte de los paneles, la red es alimentada tanto con potencia activa como con potencia reactiva. Una vez se produce la mencionada reducción, se consume potencia reactiva de la red para alimentar al capacitor del convertidor, evitando así el colapso del bus de continua. En el proceso de descarga de la batería, el condensador del bus de continua es alimentado tanto por los paneles solares como por la batería, lo que hace reducir el consumo de energía reactiva, y en último caso, comienza a inyectar energía reactiva a la red.

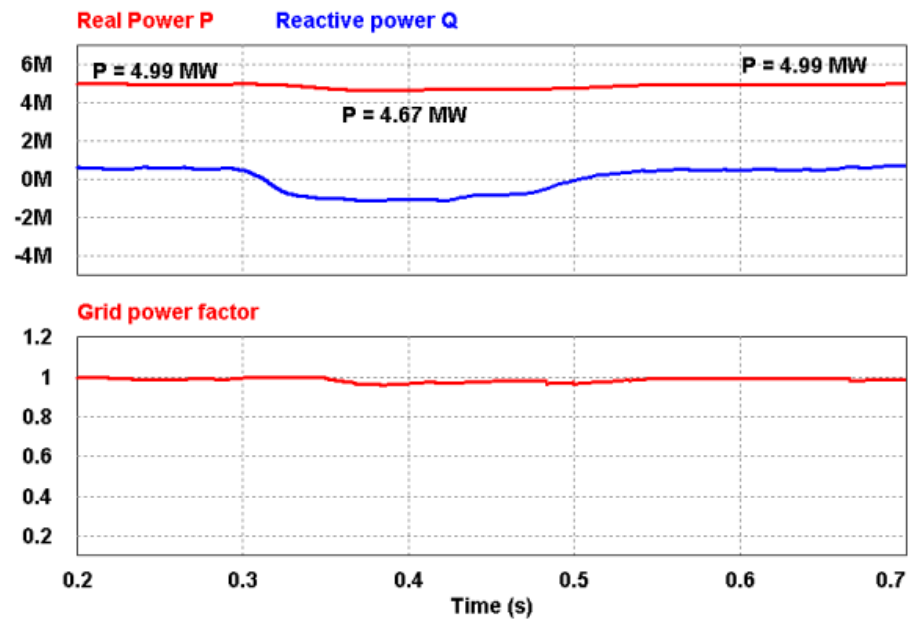


Figura 4.83: Esquema con las potencias activa y reactiva inyectadas a la red (arriba) y el factor de potencia de la red (abajo) [84]

Para la construcción del prototipo, los parámetros y suposiciones tomadas han sido:

- Potencia BESS: 200 W
- Voltaje en circuito abierto del BESS: 48 V
- Tipo de batería: Plomo-ácido
- Frecuencia del convertidor en modo descarga: 2.000 Hz
- Valor del inductor CC-CC: 3 mH
- Voltaje en modo descarga de la batería: 80 V
- Corriente de descarga de la batería: 0,25 A
- Se simularán y verificarán los modos carga, descarga y transición descarga-carga

Se mostrarán ahora los resultados obtenidos en el prototipo:

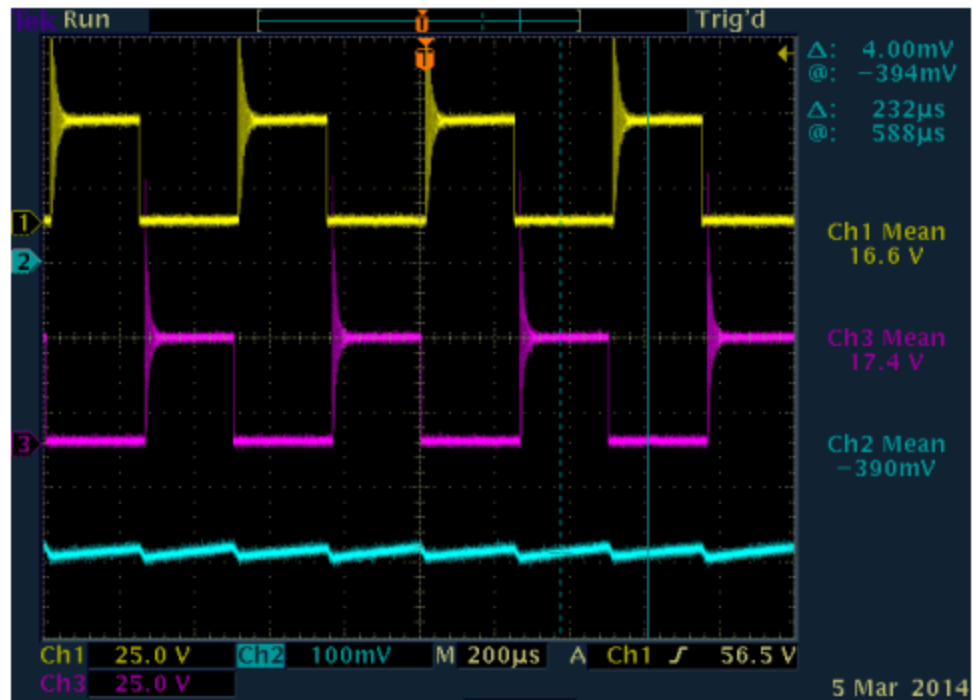


Figura 4.84: Esquema con la operación de descarga que muestra la tensión en IGBT 1 (amarillo), tensión en IGBT 2 (morado) y corriente de la batería (azul) [84]

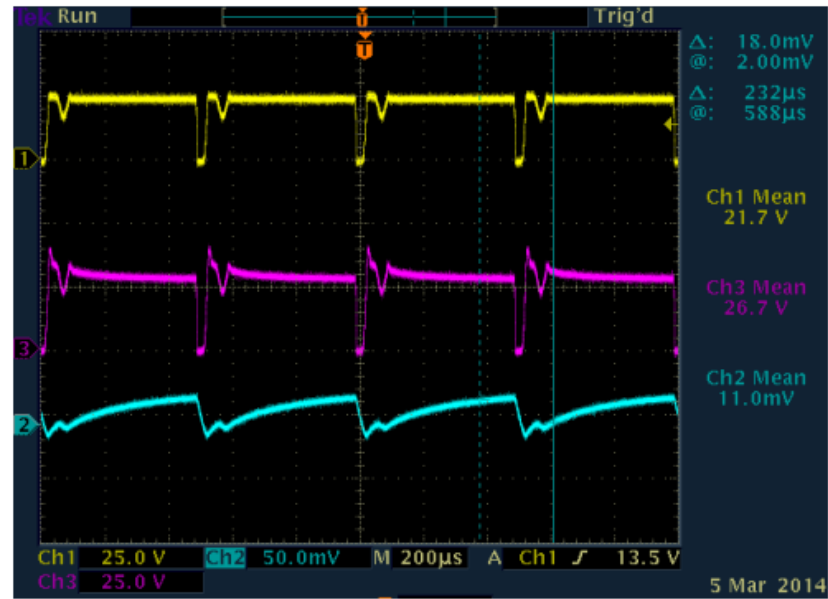


Figura 4.85: Esquema con la operación de carga que muestra la tensión en IGBT 3 (amarillo), tensión en IGBT 4 (morado) y corriente de la batería (azul) [84]

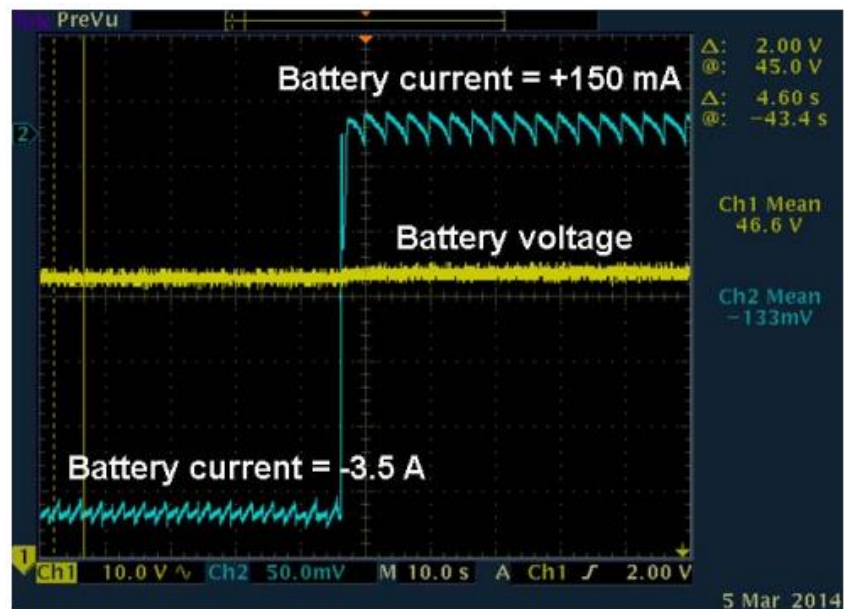


Figura 4.86: Esquema con la operación de transición descarga-carga que muestra la tensión de la batería (amarillo) y corriente de la batería (azul) [84]

Para finalizar, las conclusiones que se pueden establecer del estudio son:

- El BESS se ha de dimensionar en términos potencia
- Una predicción de recurso fotovoltaico y condiciones meteorológicas a corto plazo (minutos y segundos) es clave para una correcta mitigación de las fluctuaciones. En la Figura 4.87, puede observarse cómo el error absoluto entre la potencia prevista y la generada, cae durante un día promedia de un valor de 38 W/m^2 a 11 W/m^2 .

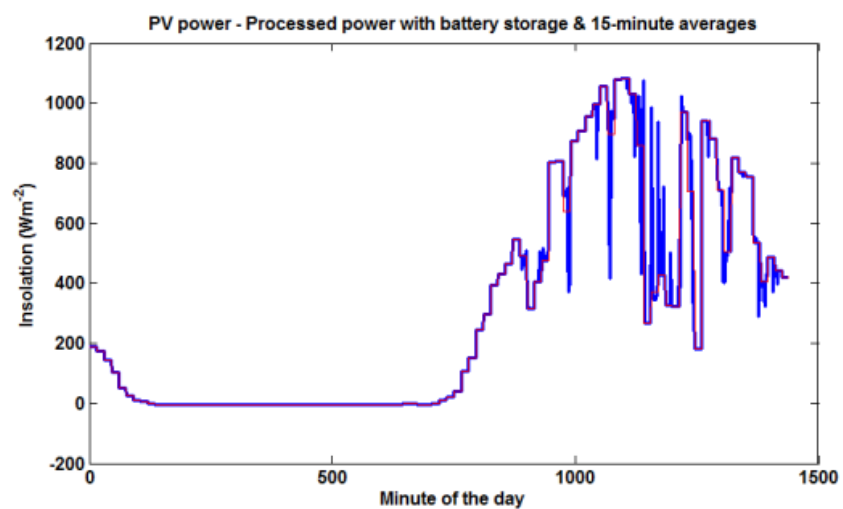


Figura 4.87: Esquema con la comparación del error (morado) entre la potencia prevista y la generada para una energía fotovoltaica procesada con almacenamiento en batería (azul) versus con la energía pronosticada 15 minutos antes (rojo) [84]

- A medida que aumenta la potencia nominal del BESS, el error absoluto entre la potencia prevista y la generada disminuye. Como puede observarse en la Figura 4.88, un BESS de tamaño 100 % la potencia de la planta, deja este error en un valor que se puede tomar como nulo. Puede observarse también cómo un BESS con tamaño entre el 10 y 20 % de la potencia nominal de la planta, reduce ya enormemente dicho error. El requisito de calificación del BESS depende principalmente a

su vez del perfil de radiación solar fotovoltaica, condiciones climáticas generales de la zona y época del año.

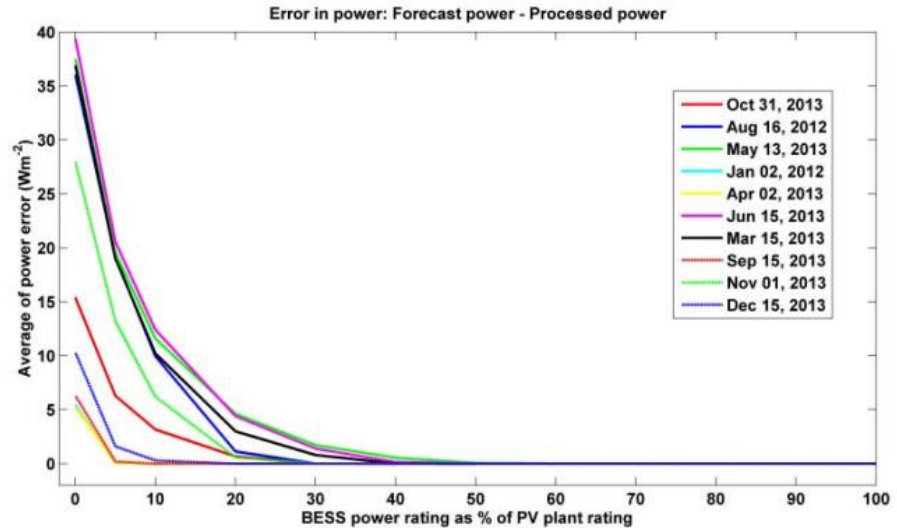


Figura 4.88: Esquema con el promedio diario de desviación en la potencia procesada de la potencia fotovoltaica prevista en función de la clasificación del BESS [84]

- Ramp Rate Control of Photovoltaic Power Plant Output Using Energy Storage Devices: Este artículo [85], presenta una interesante nueva metodología de control para desarrollar una función limitadora de velocidad de rampa de potencia en tiempo real para instalaciones solares sujetas a gran variabilidad de recurso solar (y por lo tanto de potencia). La función consistirá en el control de los modos de carga-descarga del sistema de almacenamiento energético, cuyo fin será el de mitigar al máximo posible los graves efectos adversos provocados por la variación de irradiancia solar en el punto de acople de la planta a red (PCC). La estrategia tiene a la vez su origen en el uso de datos de irradiancia en tiempo real e instantáneos, para mejorar así y hacer más precisa la tasa de rampa, manteniendo al mismo tiempo el tamaño de la batería al mínimo posible. Para todo ello, en

el artículo se desarrollará un modelo dinámico de control de rampa y un sistema de almacenamiento de energía, corroborando esto mediante datos reales de irradiación solar.

Es ya de sobra conocido el gran problema que producen las plantas solares en la red debido a fluctuaciones de irradiancia: inestabilidad en la red, variaciones de tensión y variaciones de frecuencia entre las más importantes y comunes. Estas fluctuaciones de irradiancia son originadas a su vez en la gran mayoría de los casos por el paso ocasional de nubes. En la Figura 4.89 puede verse la gran fluctuación que suponen las nubes en la generación de potencia. Mientras que en día claro (despejado) la generación es regular, en un día nublado esta se vuelve completamente irregular. El fenómeno se acentúa aún más en días parcialmente nublados (con nubes ocasionales), ya que los picos y valles de producción son muy rápidos y bruscos.

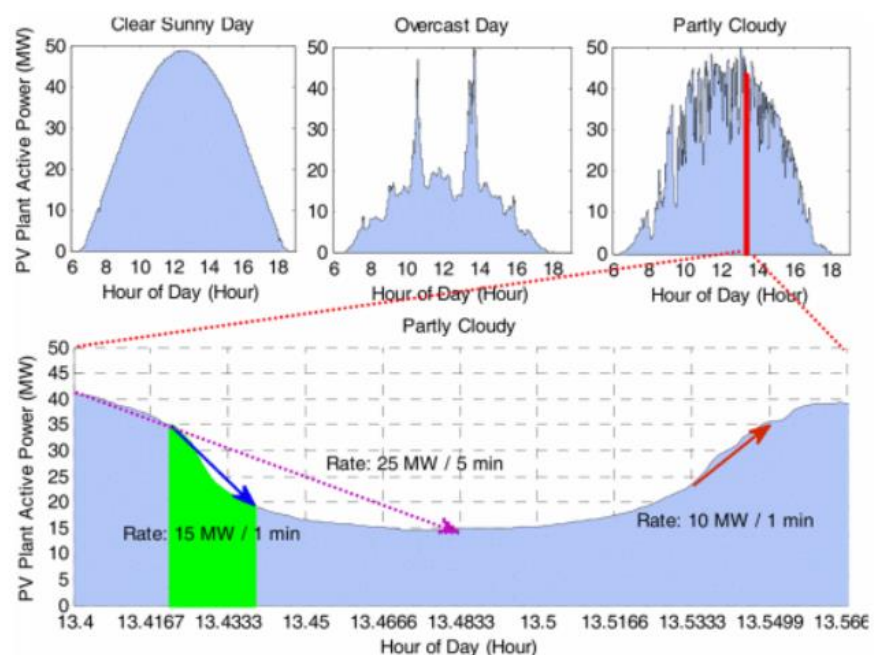


Figura 4.89: Diferencia de producción solar entre un día despejado, otro nublado y otro parcialmente nublado [85]

Las rampas se pueden también categorizar en función del intervalo de escala de tiempo en el que se ha medido la producción solar, siendo los más comunes 5 segundos, 10 segundos, 1 minuto, 10 minutos y 1 hora. La fórmula para su cálculo es:

$$RR = \frac{|\Delta P| * T_s}{t}$$

Ecuación 4.10, donde RR es la tasa de rampa de potencia [MW/segundo], $|\Delta P|$ es la variación de potencia en el intervalo de tiempo [MW], T_s es el intervalo de tiempo [segundos] y t es la escala de tiempo [segundos] [85]

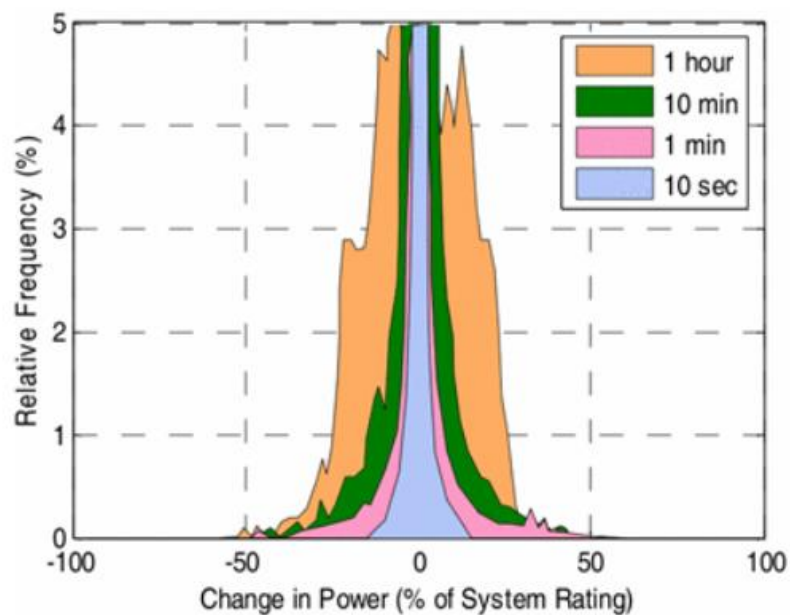


Figura 4.90: Variación de la frecuencia relativa para una misma variación potencia en el mismo intervalo de tiempo, pero en distintas escalas de tiempo (10 segundos, 1 minuto, 10 minutos y 1 hora) [85]

Para el caso concreto a estudiar en este artículo, se han considerandos dos perfiles de irradiación (día parcialmente nublado y día nublado) para una planta de 50 MW, y unas escalas de tiempo de 10 segundos, 1 minuto, 10 minutos y 1 hora, tal y como se muestra en la Figura 4.91:

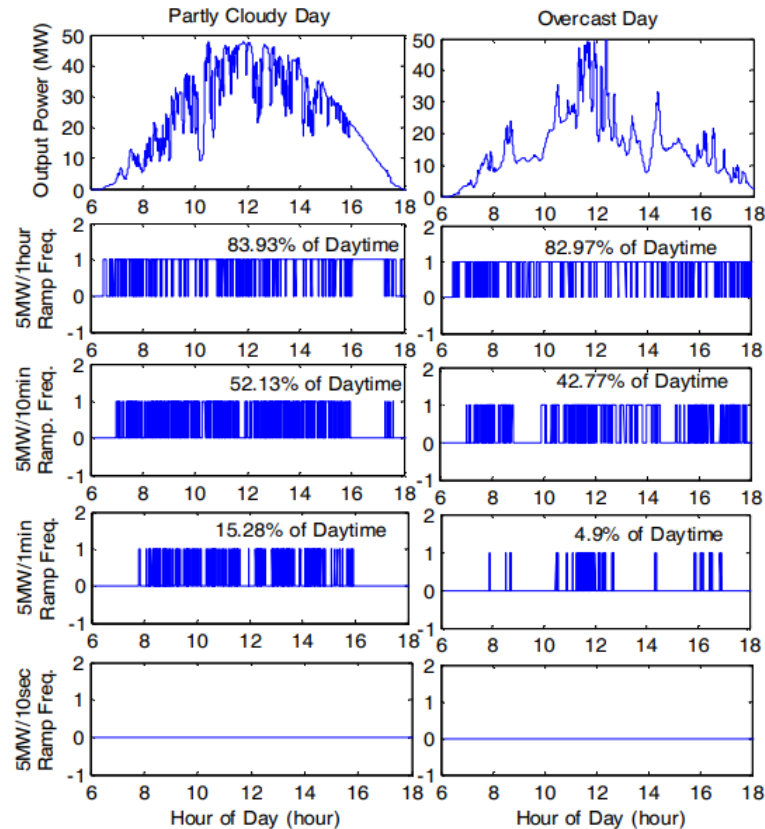


Figura 4.91: Frecuencia de ocurrencia de la tasa de rampa para el 10 % de la potencia nominal de la planta en distintas escalas de tiempo y en dos días de diferentes condiciones solares [85]

Como puede observarse también en la Figura 4.91, se ha tomado una rampa del 10 % debido a que este valor es recogido en normativas de red como la de Puerto Rico. También puede observarse cómo la tasa de ocurrencia disminuye a medida que la escala de tiempo decrece, siendo nula para el caso de 10 segundos. Como las normativas (por ejemplo, Puerto Rico) establecen un valor de rampa máximo del 10 % / min, habrá de prestar

especialmente atención entonces a la escala de tiempo de 1 minuto. En este caso, la tasa de ocurrencia del 10 % (5 MW) para 1 minuto es del 15,28 % para un día parcialmente nublado y del 4,9 % para un día nublado. Serán estos valores (para 5 MW/1 min) los que se tomen como referencia para diseñar el algoritmo del sistema de almacenamiento energético.

Respecto al sistema de almacenamiento de energía a usar, se ha optado por un sistema de baterías de iones de litio. Tradicionalmente, el tipo de batería más usado en sistemas fotovoltaicos hasta la fecha ha sido el de plomo-ácido. Estas baterías tienen un coste bastante asequible, pero sus requerimientos en potencia y tamaño no son los más adecuados. Las baterías de iones de litio son entonces más apropiadas para este tipo de aplicaciones ya que presentan una mayor descarga energética, respuestas rápidas en proceso de carga-descarga y ciclos de vida largos.

El logaritmo (lazo de control) para el control de la tasa de rampa se muestra a continuación en la Figura 4.92. La señal de potencia producida por los paneles solares o bien la irradiancia incidente en los mismos, puedan utilizarse como entrada al mencionado logaritmo.

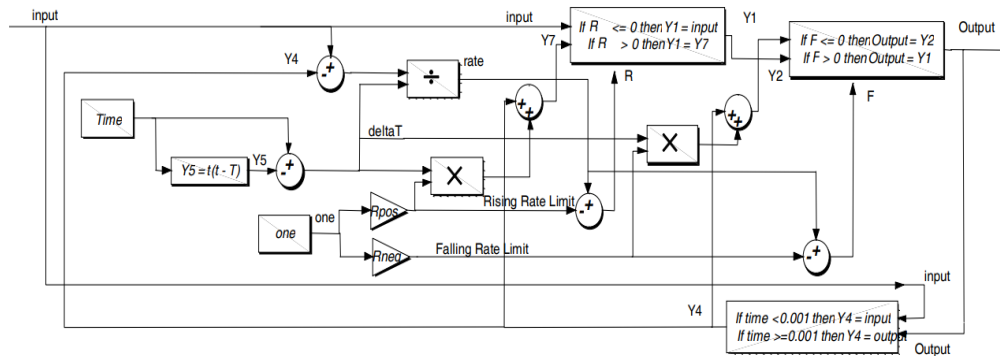


Figura 4.92: Lazo de control de la tasa de rampa de potencia [85]

Seguidamente, en la Figura 4.93, se mostrarán las diferentes salidas de potencia fotovoltaica.

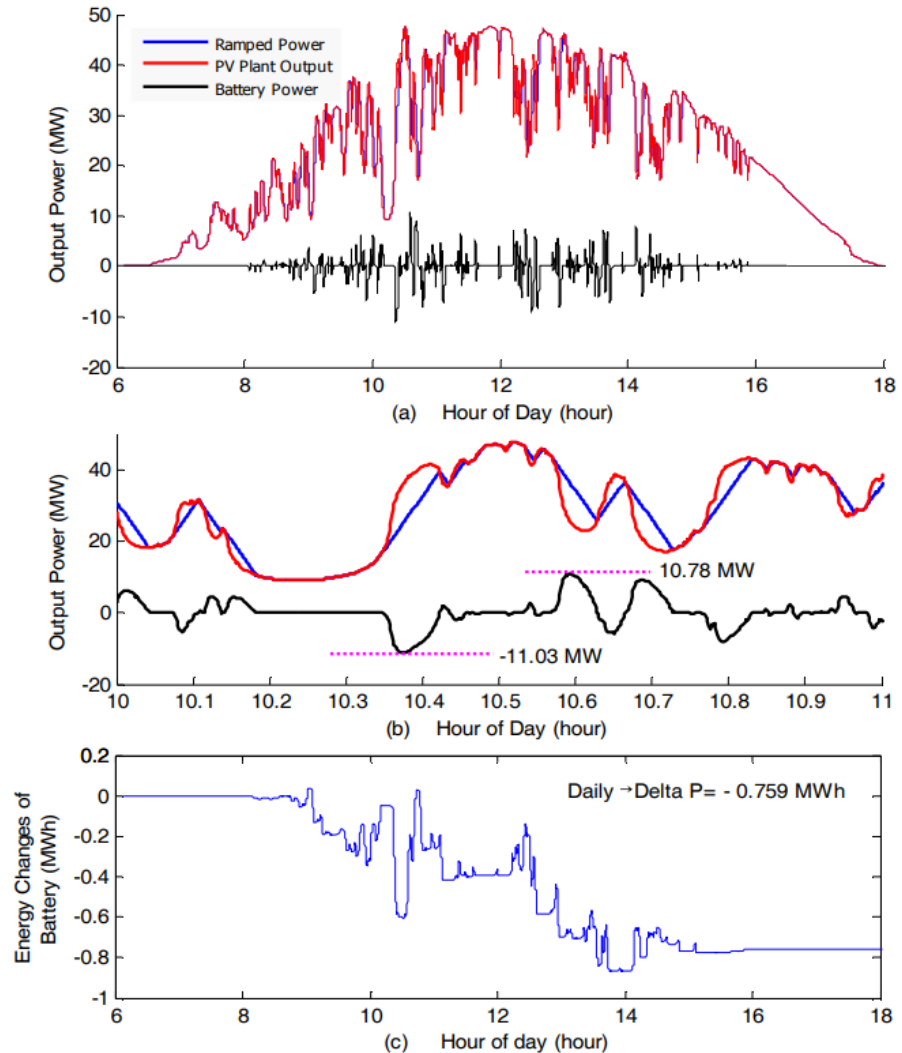


Figura 4.93: Esquema con las salidas de potencia de 6:00 h a 18:00 h (a), salidas de potencia de 10:00 h a 11:00 h (b) y energía almacenada en la batería de 6:00 h a 18:00 h (c) [85]

En la Figura 4.93 (a) se puede observar la potencia de salida solar esperada (rojo) y dicha potencia, pero suavizada (azul). La curva suavizada se ha estimado tomando una tasa de rampa de 10 % / min (5 MW/min en este caso concreto de una planta de 50 MW), y es por lo tanto la curva que se espera generar para suavizar la potencia de salida de la planta solar.

También se representa la potencia que el sistema de almacenamiento ha de inyectar a la red (negro). En la Figura 4.93 (b) se observan en detalle las mayores potencias que la batería ha de cargar/descargar, las cuales son respectivamente 11,03 MW y 10,78 MW (o lo que es lo mismo, consumir y producir). Se trata de potencias con un valor que representa el 20 % de la potencia nominal de la planta (50 MW). Para dimensionar la batería, también es preciso conocer el máximo cambio de energía que experimentará, lo que dará una idea a su vez de qué tan grande debe de ser la capacidad de almacenamiento de dicha batería. Esto se ve representado en la Figura 4.93 (c), y tiene un valor de 0,759 MWh. De todo esto se deduce por lo tanto que la batería deberá tener una capacidad superior a 0,8 MWh (hay que tener en cuenta la capacidad de descarga de la batería “aplicada” a los 0,759 MWh, y tener también en cuenta esta profundidad para no descargar la batería por completo para así aumentar su vida útil), y una potencia máxima de entrega inmediata de 11 MW.

Como ya se mencionó anteriormente en numerosas ocasiones y apartados, el poder realizar un pronóstico de las condiciones meteorológicas y estado de la red en instantes previos (segundos y minutos) mejoraría tanto la calidad de los sistemas de mitigación de perturbaciones, como la eficiencia de los mismos. Las siguientes figuras (Figura 4.94, Figura 4.95 y Figura 4.96) muestran la comparación entre las variables de salida sin pronóstico, y las mismas variables, pero con un pronóstico de 50 segundos de anticipación.

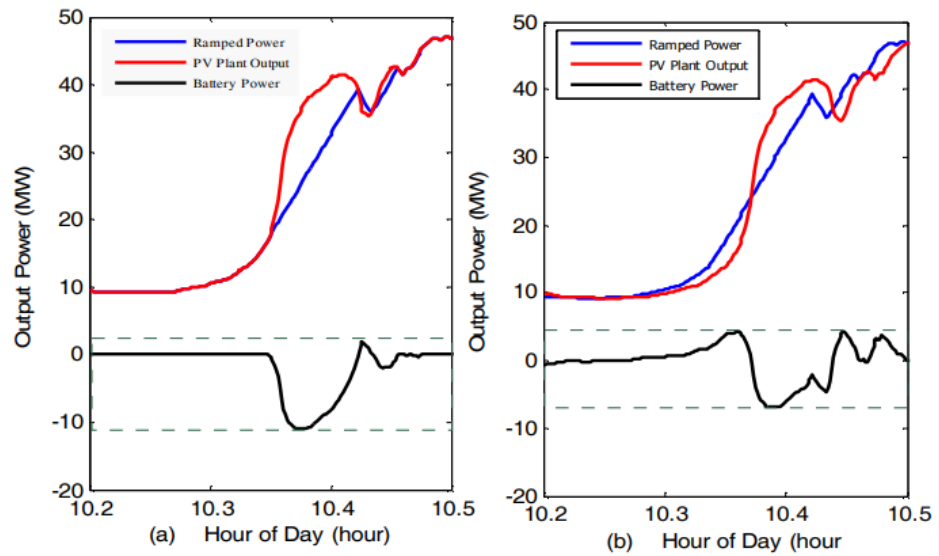


Figura 4.94: Potencias de salida esperada, suavizada y de la batería realizadas sin pronóstico (izquierda) y con un pronóstico de 50 segundos (derecha) [85]

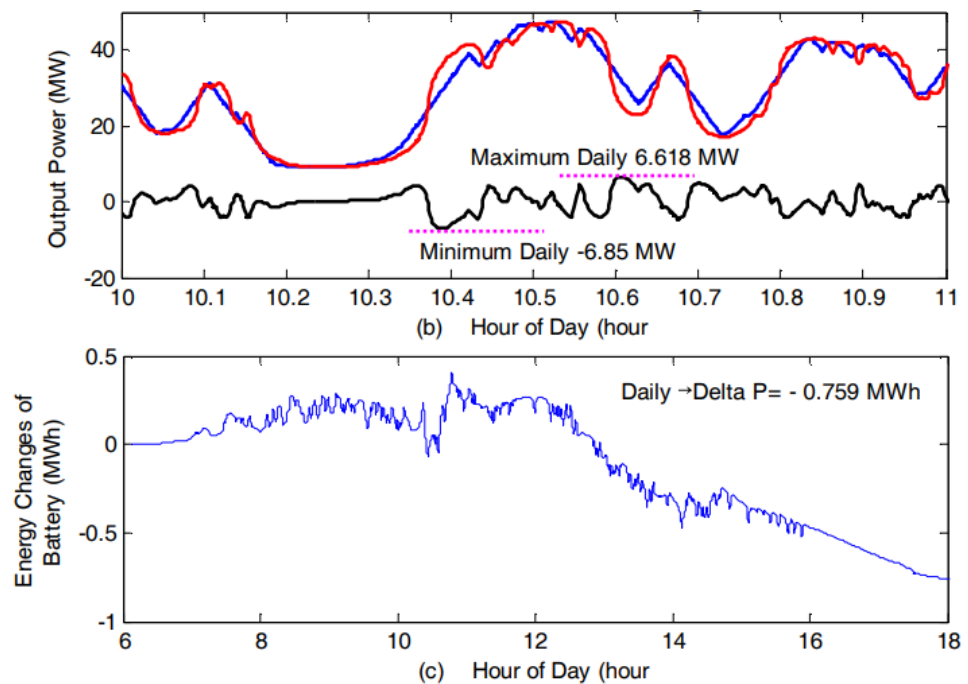


Figura 4.95: Límites de rampa para 5 MW/min y con un pronóstico de 50 segundos [85]

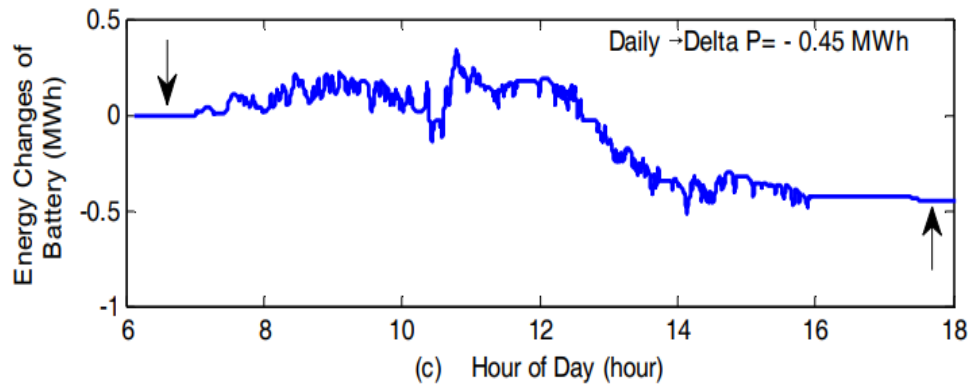


Figura 4.96: Figura 4.95: Límites de rampa para 5 MW/min, con un pronóstico de 50 segundos y con el controlador mejorado [85]

Puede verse cómo con el pronóstico a 50 segundos, las potencias máximas de carga-descarga se reducen en un 40 % (la potencia de carga pasa de 11,03 MW a 6,85 MW, y la de descarga pasa de 10,78 MW a 6,618 MW) así como también la capacidad de almacenamiento de la misma. En la Figura 4.96 puede verse cómo el controlador ha mejorado gracias al pronóstico realizado. Esta mejora se traduce en una menor necesidad de capacidad de almacenamiento, lo que a su vez tiene su explicación en que, al conocer ahora las condiciones con una anticipación de 50 segundos, el convertidor de la batería se mantendrá apagado en aquellos períodos de tiempo en los que no se pronostique un evento de rampa próximo. Anteriormente, al no tener pronóstico, el convertidor tenía que estar constantemente cargando-descargando la batería: carga máxima de la batería durante el día, y descarga máxima durante la noche, lo que a su vez se traducían en que el sistema estaba funcionando constantemente, y esto hacía mermar su vida útil, además de precisar una mayor capacidad de almacenamiento energético.

De la simulación de la planta solar, también se han obtenido los resultados del flujo de cargas para tres escenarios meteorológicos (soleado, nublado y parcialmente nublado).

Load Flow Study Results	Sunny Day	Overcast Day	Partly Cloudy Day
Daily Energy at PCC	348.786 MWh	145.611 MWh	274.704 MWh
Maximum Power at PCC	47.81 MW	48.9 MW	49.6 MW
Daily System Losses	5.575 (1.57) MWh (%)	1.194 (0.81) MWh (%)	4.039 (1.44) MWh (%)
Daily Battery Usage	-	+ 0.076 MWh	-0.799 MWh
Maximum Battery Power	-	[-6.85, 6.61] MW	[-5.6, 6.8] MW
Total Available Energy	354.361 MWh	146.724 MWh	279.542 MWh

Figura 4.97: Resultados del flujo de cargas para tres escenarios meteorológicos [85]

En la Figura 4.97 se puede observar la enorme diferencia de producción energética que existe entre un día soleado y otro nublado (ya sea totalmente o parcial). También pueden observarse las diferencias entre estos tipos de días en términos de uso y potencia de la batería.

A continuación, en la Figura 4.98, se puede observar la gran aportación que realiza el sistema de almacenamiento energético a la hora de suavizar la potencia de salida de la planta, así como también de limitar la velocidad de la tasa de rampa de potencia.

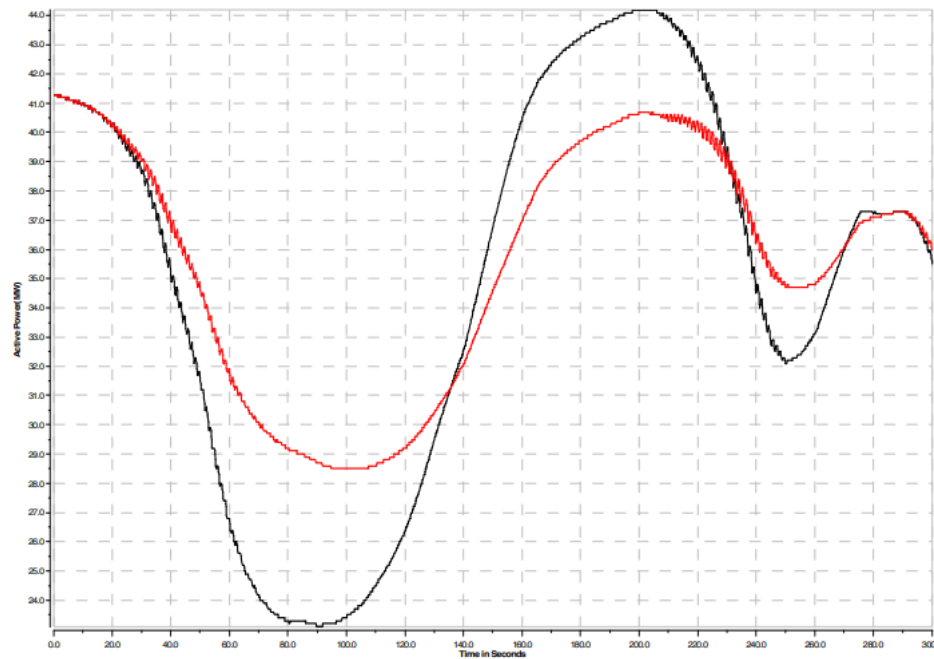


Figura 4.98: Potencia de salida de la planta solar con sistema de almacenamiento de energía (rojo) y sin sistema de almacenamiento de energía (negro) [85]

Para concluir, se puede establecer que el estudio muestra claramente los enormes beneficios que un sistema de almacenamiento energético proporciona a una planta solar en lo referente al control de las tasas de velocidad de rampa de potencia, y por consiguiente, a la suavización de la potencia inyectada a red por la planta. También queda demostrada la viabilidad y eficacia de la metodología diseñada para el logaritmo (lazo de control) de control de la tasa de rampa de potencia.

- Simulated PV Power Plant Variability: Impact of Utility-imposed Ramp Limitations in Puerto Rico: En este artículo [86], se detalla la gran dificultad que supone diseñar los sistemas de almacenamiento energético para mitigar fluctuaciones en plantas solares. Esto se debe a que se ha de conocer la variabilidad de producción de la planta en momentos muy concretos (minutos y segundos puntuales), los cuales son difíciles de pronosticar con antelación (por ejemplo, en la fase de diseño y construcción de la planta solar). El estudio también muestra la gran diferencia que existe entre la producción y posibilidad de cumplimiento de la tasa de rampa de potencia para plantas de la misma potencia, pero en ubicaciones geográficas distintas de las cuales se tienen registros (Puerto Rico, San Diego y Hawái), lo que lleva a plantear la posibilidad de la necesidad de cambio de criterio a la hora de establecer la normativa. Todo ello se lleva a cabo mediante simulaciones aplicando el Modelo de variabilidad de Wavelet (WVM), teniendo datos reales de las ubicaciones mencionadas.

Como ya se ha comentado anteriormente en varias ocasiones, la variabilidad solar y meteorológica en una zona geográfica, puede cambiar mucho en periodos cortos de tiempos (minutos y segundos). Estas variaciones puntuales están ocasionadas en la mayoría de los casos por el paso ocasional de nubes. Los efectos negativos de esta variabilidad (en lo que a capacidad de generar potencia se refiere), dependen también en gran medida de la potencia del sistema, teniendo efectos más adversos cuanto más pequeño sea el sistema. En la Figura 4.99, se puede ver la gran diferencia de repercusión que tiene la variabilidad del recurso solar en función de si se mide a nivel de sensor de panel (repercusión grande) o a nivel de potencia total producida en la planta (repercusión menor).

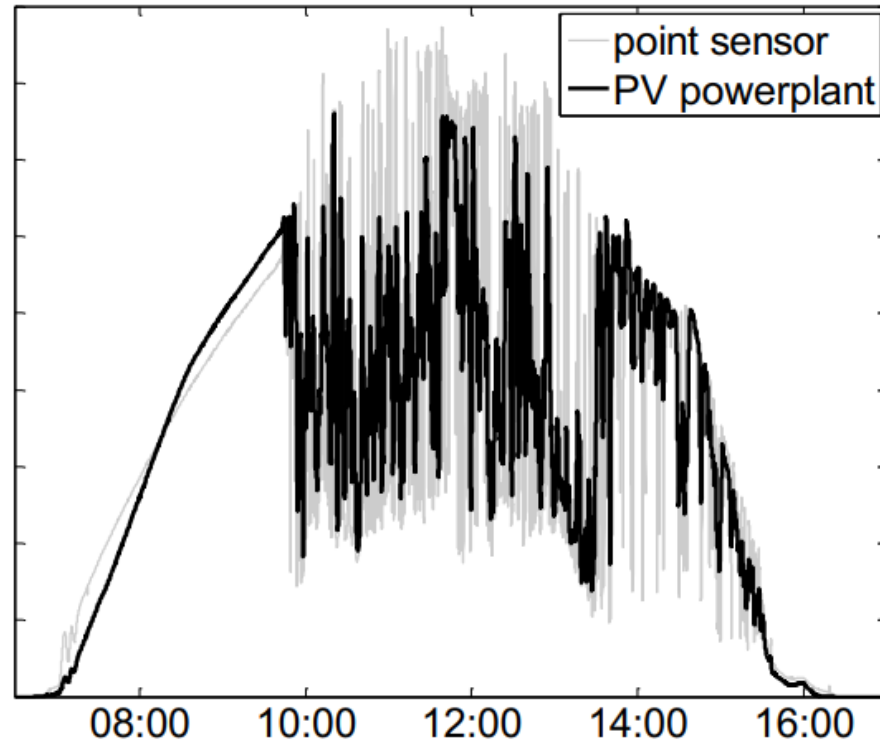


Figura 4.99: Comparación de la variabilidad relativa de un sensor puntual de un panel solar de una planta de 48 MW (gris) frente a la potencia de salida total de la planta solar de 48 MW (negro). {Las unidades del eje de ordenadas se han escalado para facilitar la comparación de las variables }

[86]

Para simular la variabilidad de la planta a distintas potencias nominales, y conocer el tamaño que ha de tener el sistema de almacenamiento energético de la planta, se han de simular también diferentes velocidades de rampa, algoritmos de control distintos y potencias nominales varias. Para realizar todas estas tareas, se utilizará el Modelo de variabilidad de Wavelet (WVM). Este modelo resulta idóneo para simular la variabilidad de la planta si se poseen (como en este caso) mediciones de irradiación en un punto de la planta, densidad fotovoltaica de la misma (MW/m^2) y velocidad diaria de las nubes. El modelo Wavelet estimará la potencia producida por la planta a partir de los mencionados datos.

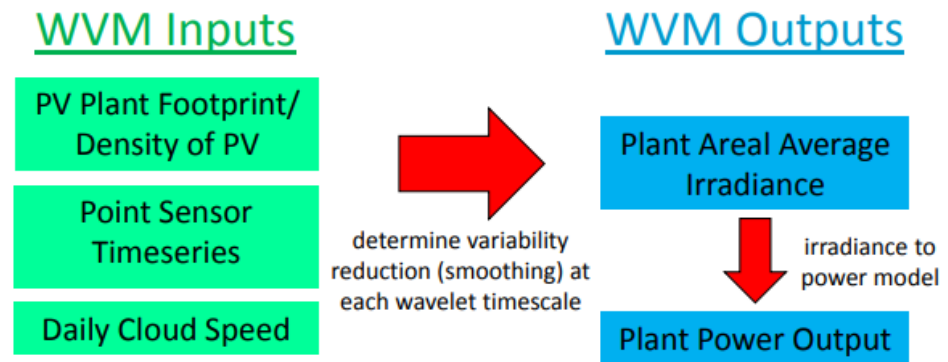


Figura 4.100: Esquema con las entradas y salidas del modelo Wavelet [86]

Una vez conocido el modelo WVM, teniendo los datos necesarios de Mayagüez (Puerto Rico) y sabiendo que la normativa puertorriqueña permite una tasa máxima de rampa de valor 10 %/min, se puede proceder ya a realizar las simulaciones.

En primer lugar, se muestran los datos relativos a irradiancia solar en Mayagüez para el mes de abril de 2013.

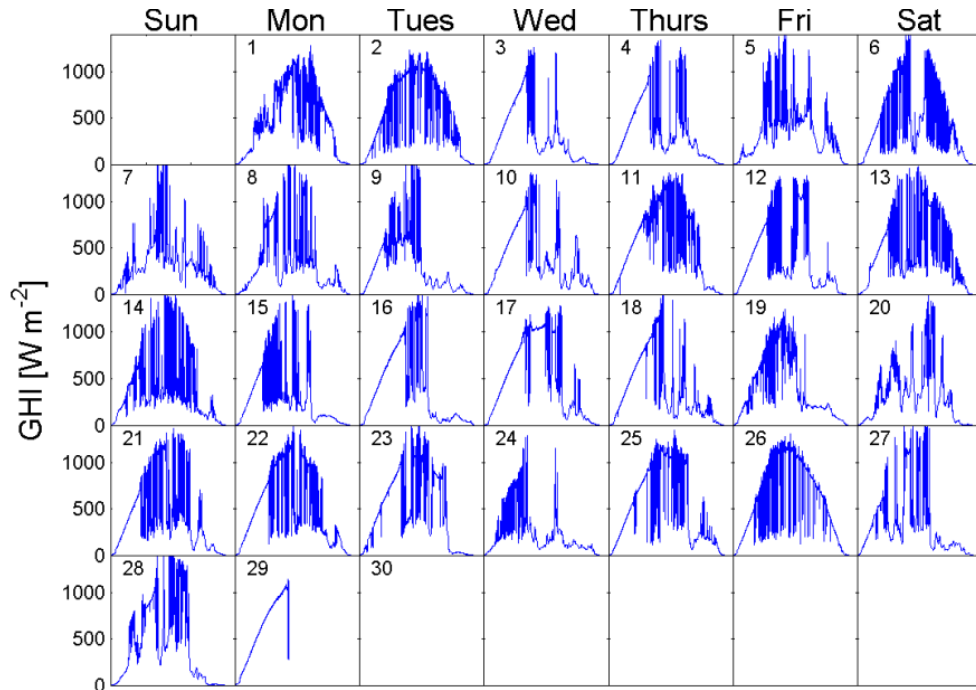


Figura 4.101: Datos de irradiancia solar (GHI) para el mes de abril de 2013 en Mayagüez (Puerto Rico) [86]

Cabe mencionar que, ya incluso dentro de una pequeña isla como es Puerto Rico, se han encontrado grandes diferencias de irradiación solar a lo largo de la geografía puertorriqueña. En la Figura 4.101 se puede observar cómo algunos días estuvieron despejados por la mañana, pero casi todos los días son muy variables a mediodía, con cambios de irradiancia de hasta un 50 % por minuto.

Una vez conocidos los datos de irradiancia, se aplica el modelo WVM. Para ello, se toman tamaños de planta de 5 MW, 10 MW, 20 MW, 40 MW y 60 MW, una densidad fotovoltaica de 30 MW/m², y un modelo lineal para convertir la irradiancia promedio a potencia producida. Este modelo lineal quizás no sea el más apropiado ya que no tiene en cuenta variables tales como la temperatura, el sombreado y parámetros del inversor, pero se ha optado por él ya que es el más simple de utilizar. A la hora de obtener los resultados de la simulación, se ha prestado especial atención en el número de violaciones de la tasa de rampa del 10 %/min que se realizan. Los resultados se muestran en la Figura 4.102:

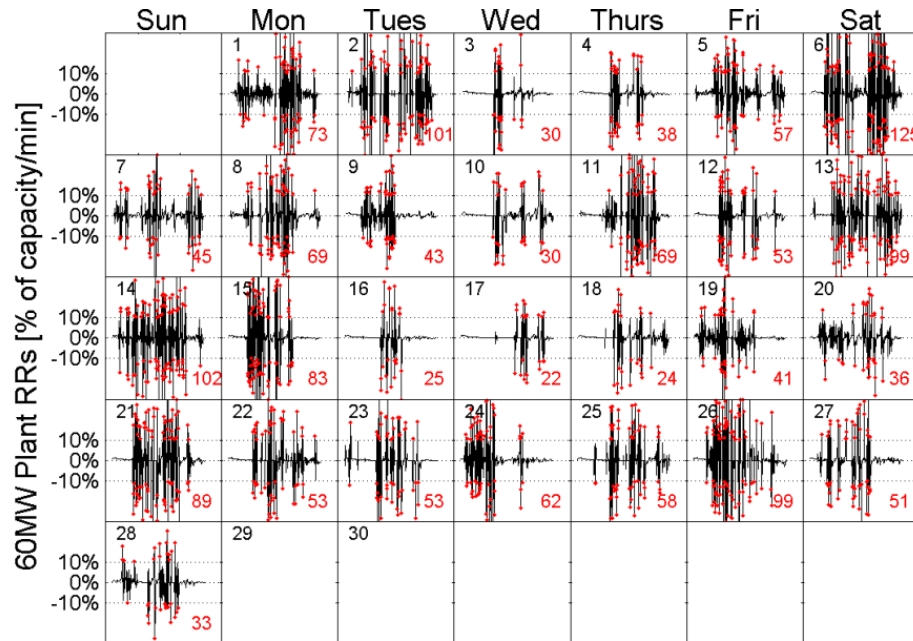


Figura 4.102: Resultados de la simulación del modelo WVM para un tamaño de planta de 60 MW en el mes de abril de 2013 en Mayagüez (Puerto Rico) en donde se muestra la tasa de rampa (negro) y el número de violaciones de la tasa de rampa del 10 %/min (rojo) [86]

En la Figura 4.102, se puede observar cómo el número de violaciones en el mes de abril ha sido bastante grande, con un rango que va desde las 22 violaciones el día 17 hasta las 125 violaciones el día 6. También puede observarse que hay una media de una infracción cada cinco minutos al día, y que la mayoría de las tasas de rampa grandes ocurren a mediodía, lo que deriva directamente de que la irradiancia era muy variable también al mediodía (hubo cambios de irradiancia de hasta un 50 % /min).

Estas simulaciones se extendieron también para tamaños de planta de 5 MW, 10 MW, 20 MW y 40 MW. Los resultados se muestran a continuación en la Figura 4.103 y en la Figura 4.104:

	5MW	10MW	20MW	40MW	60MW
September	6.3%	5.8%	5.2%	4.5%	4.0%
October	11.5%	10.6%	9.7%	8.6%	7.9%
November	11.2%	10.5%	9.4%	8.1%	7.1%
December	9.7%	9.1%	8.1%	7%	6.1%
January	11.6%	11.0%	10.1%	9.0%	8.2%
February	-	-	-	-	-
March	11.2%	10.5%	9.6%	8.3%	7.5%
April	12.6%	11.9%	11.0%	9.9%	9.2%
All 190 days (Sept. -Apr)	10.6%	9.9%	9.0%	7.9%	7.1%

Figura 4.103: Porcentaje de minutos diurnos con tasas de rampa superiores al 10 % de la capacidad por minuto para distintos tamaños de planta a lo largo de un año en Mayagüez (Puerto Rico) [86]

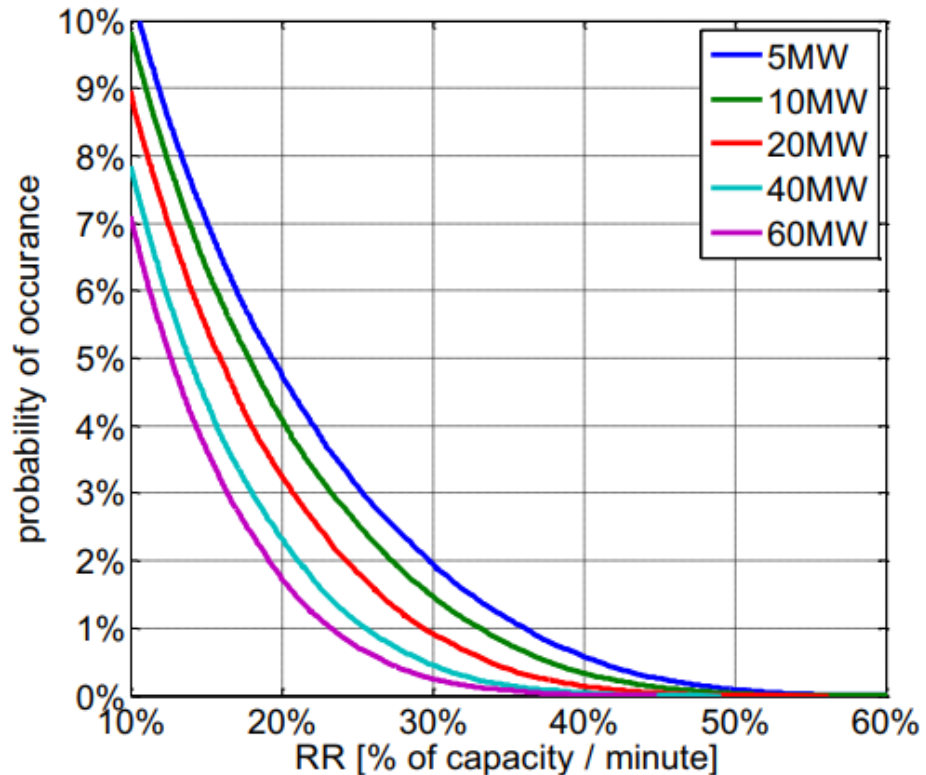


Figura 4.104: Probabilidad de ocurrencia durante el día de grandes tasas de rampa de un minuto para distintos tamaños de planta durante el mes de septiembre de 2013 en Mayagüez (Puerto Rico) [86]

De la Figura 4.103 se puede observar que el mes de septiembre de 2012 fue el menos variable, mientras que el mes de abril de 2013 fue el más variable, de lo que se puede deducir (y a partir del resto de meses) que las condiciones climatológicas en Mayagüez varían bastante a lo largo del año. También se puede observar que a medida que aumenta el tamaño de planta, el número de infracciones de violación disminuye. Además del número (porcentaje) de infracciones de violación de rampa, también es muy importante saber la magnitud que las tasas de rampa por minuto. En la Figura 4.104, se puede ver cómo para una misma situación geográfica, la tasa de rampa depende en gran medida de la potencia nominal de la planta. Las plantas más grandes suavizan con más facilidad la potencia de salida, por lo que tienen también velocidades de rampa relativas más pequeñas en comparación con plantas menores. Sin embargo, las plantas grandes tienen

también un efecto contraproducente: sus tasas de velocidad de rampa relativas son pequeñas, pero sus sistemas de almacenamiento deberán ser más grandes. Esto último sucede ya que, pese a que estas plantas (las grandes) tienen menos infracciones (y menos graves en términos de porcentaje de capacidad), lo cierto es que en términos absolutos de capacidad, sus valores son más grandes que en plantas de menor tamaño. Este artículo proporciona también una comparación muy interesante, la cual es comparar el estudio realizado en Mayagüez (Puerto Rico), con otros dos estudios situados en otras ubicaciones (de las que se tienen también datos de irradiancia) como San Diego (California) y Oahu (Hawái). Para hacer la comparación, se ha de comparar un mismo tamaño de planta. A continuación (Figura 4.105), se muestran los resultados obtenidos para un tamaño de planta de 60 MW en dichas 3 ubicaciones geográficas:

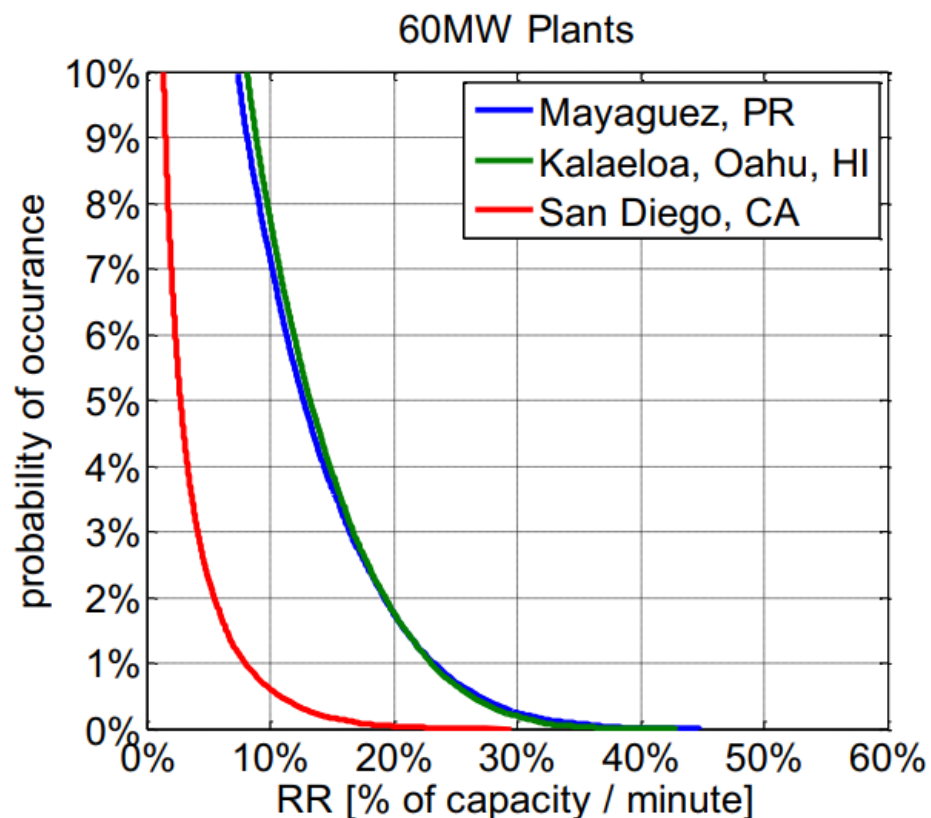


Figura 4.105: Probabilidad de ocurrencia durante el día de grandes tasas de rampa de un minuto para plantas de 60 MW situadas en Puerto Rico, San Diego y Hawái [86]

Como ya se observó en la Figura 4.101, la irradiancia solar en Mayagüez (Puerto Rico) es muy variable incluso dentro de un mismo día. En Oahu (Hawái), la irradiancia vuelve a ser muy variable incluso en un mismo día, pero en San Diego, hay una combinación casi proporcional entre los días despejados, nublados y parcialmente nublados. A priori, se pensó que estos lugares podrían tener condiciones de irradiancia similares ya que, pese a estar situados lejos geográficamente unos de otros, todos ellos son lugares de costa. Sin embargo, una vez analizados los datos de irradiancia, se ha comprobado que la suposición inicial no era del todo correcta. Tras aplicar el método WVM, se obtuvieron los resultados mostrados en la Figura 4.105. Como era de suponer debido a sus datos semejantes de irradiancia (y como se aprecia en la Figura 4.105), las distribuciones de tasas de rampa en Puerto Rico y Hawái son prácticamente iguales. Por otro lado, las distribuciones de tasas de rampa en San Diego son diferentes, pero mejores. Tomando como referencia la tasa de rampa límite del 10 %, se ve que mientras que en Puerto Rico y Hawái hay una probabilidad de un 7 % de sobrepasar dicha tasa de rampa, en San Diego, esta probabilidad cae hasta un 0,6 %. Al estar evaluando en los tres puntos geográficos la misma potencia de planta (60 MW), se puede deducir también que, en San Diego, además de ocurrir un menor número de violaciones, también se requeriría un sistema de almacenamiento energético de menor capacidad. Como consecuencia de todo ello, se puede establecer también que la normativa de tasa de rampa, debería establecerse en función de la irradiación presente en cada sistema eléctrico particular. No obstante, cabe destacar que este estudio, no ha considerado gran parte de datos de junio a noviembre en Puerto Rico, periodo que corresponde con la temporada de huracanes. Debido a esto, y a que Hawái no es propenso a sufrir huracanes, un estudio con datos completos de todos los días año a año y durante y varios años, podría arrojar diferencias entre las distribuciones de Puerto Rico y Hawái (las cuales este estudio establece que son muy similares). En el caso de San Diego, no se han considerado tampoco gran parte de datos de mayo y junio, periodo que corresponde con frecuente niebla en la ciudad.

Como conclusiones finales de este estudio, se puede establecer que:

- Debido a los costes adicionales que supone cumplir con la normativa de rampa, el gran número de violaciones que la planta de estudio hace y la variabilidad de irradiancia que existe a lo largo de Puerto Rico, sería muy interesante hacer un estudio en profundidad del sistema eléctrico puertorriqueño para escoger la ubicación de las plantas fotovoltaicas que alimenten a dicho sistema, así como también la elección de una “tasa de rampa razonable” acorde a la irradiancia.
- Tendría más sentido imponer las limitaciones de tasa de rampa en términos de potencia y no de porcentaje. Por ejemplo, en el caso de Puerto Rico, la normativa establece un límite de tasa de rampa del 10 %/minuto. En una planta de 5 MW, este límite sería de 500 kW, mientras que en una planta de 50 MW el límite de rampa sería de 5 MW. Aquí se puede ver una diferencia muy plausible ya que la planta grande tiene una potencia de rampa 10 veces superior a la planta pequeña. De hecho, la potencia de rampa de la planta grande supone la totalidad de la potencia nominal de la planta pequeña (5 MW). Esto significa que la variabilidad de la potencia de rampa de una planta pequeña puede estar en el orden de variabilidad de la carga, lo que lleva a pensar que podría darse el caso de que no hiciera falta que las plantas pequeñas estuvieran sometidas a la normativa de control de rampa. No se puede establecer un límite de potencia concreto entre planta pequeña y planta grande, ya que esto depende de cada sistema eléctrico en particular (lo que es una potencia pequeña para un sistema eléctrico concreto puede suponer una potencia grande para otro sistema eléctrico diferente).
- Como ya se mostró en estudios anteriores, este estudio demuestra nuevamente que los sistemas eléctricos con plantas mayores y más dispersas geográficamente, mejor reducen sus tasas rampa.

4.5.1. Conclusiones de las investigaciones

En este apartado 4.5, se han expuesto algunas de las investigaciones y desarrollos más importantes, de entre los numerosísimos artículos que hay acerca de ello. Se ha podido comprobar que, pese a que son numerosos, todos giran en torno a solucionar las fluctuaciones provocadas por las plantas solares (debido a su vez a la variación de irradiancia a muy corto plazo) a través principalmente de sistemas de almacenamiento (destacando las baterías), aunque también se proponen otros métodos alternativos como por ejemplo la limitación del inversor. También se abordan otros problemas comunes como son la necesidad de aumentar y mejorar la normativa acerca del control de tasa de rampa de velocidad, y también de la necesidad de desarrollar sistemas de previsión meteorológica a muy corto plazo (minutos y segundos) para crear sistemas de mitigación de fluctuaciones más precisos y eficientes. Las principales y más destacadas conclusiones obtenidas de estos artículos expuestos han sido las siguientes:

- Existencia de una gran necesidad de establecer, mejorar y ampliar la normativa en materia de energías renovables, y especialmente aquella referente al control de rampas de velocidad de potencia en plantas solares. Esta normativa será fundamental para abordar la transición energética hacia las energías renovables que ya estamos viviendo, manteniendo un sistema eléctrico robusto y fiable.
- Las soluciones de mitigación de fluctuaciones basadas en baterías, pese a ser las más extendidas, no son siempre las mejores, al menos en lo que a términos de LCOE se refiere.
- Necesidad de desarrollar y mejorar sistemas de previsión meteorológica a muy corto plazo (minutos y segundos). Estos sistemas serán fundamentales para pronosticar el paso inmediato de nubes, y así poder crear estrategias de mitigación de fluctuaciones de manera más eficiente y precisa. De esta manera se conseguirá por ejemplo el poder ajustar la producción fotovoltaica de manera previa a que ocurra la variación de irradiancia, y también dar soporte a las

plantas con sistemas de almacenamiento más eficientes y eficaces (menor capacidad requerida y vida útil más prolongada).

- Buen funcionamiento y rendimiento de los sistemas híbridos de almacenamiento energético. Estos sistemas híbridos combinan las virtudes de varios sistemas entre sí, mejorando también de esta forma las carencias de algunos de ellos con las virtudes de otros. Con todo ello, se consiguen sistemas de almacenaje más eficientes y precisos.
- Mayor eficiencia y previsión en el uso de convertidores multietapa.
- Una de las grandes dificultades a la hora de realizar el diseño y dimensionar los sistemas de almacenamiento de energía (para mitigación de fluctuaciones) radica en la dificultad de conocer con exactitud las condiciones meteorológicas a muy corto plazo (minutos y segundos) en la ubicación. Estas condiciones, juegan un papel clave para el correcto dimensionamiento de dichos sistemas, ya que suele ser ellas en donde se dan las condiciones extremas de potencia y energía. La gran dificultad de conocer las condiciones meteorológicas en estos breves periodos, radica su vez en que tienen una componente estocástica enorme, por lo que la mejor manera de solucionar este problema es (como ya se mencionó) desarrollar y mejorar sistemas de previsión meteorológica a muy corto plazo.
- Un sistema eléctrico, a medida que cuenta con plantas solares más potentes y más dispersas geográficamente entre sí, más estable se vuelve en cuanto a perturbaciones causadas por dichas plantas se refiere.
- La normativa de rampa no debería consistir únicamente en establecer un límite de dicha rampa en términos de un porcentaje respecto a la potencia nominal de la planta, y de manera general. En su lugar, resultaría más efectivo establecer la limitación de rampa en unidades de potencia para cada planta y sistema particular en función de sus condiciones y características. Entre las condiciones

más destacables están el número de plantas que componen el sistema, el tamaño de las mismas, el grado de diferencia de potencia entre dichas plantas, y las condiciones meteorológicas en cada punto de producción del sistema.

5. Caso de sistema fotovoltaico a estudiar

Ahora se detallarán los datos y características del sistema fotovoltaico tratado en este trabajo. También se realizará su análisis y diseño del sistema de almacenamiento.

5.1. Descripción del caso

El sistema fotovoltaico en estudio, se trata de una planta solar de 50 MW de potencia pico y situada en el Departamento de Oruro (Bolivia). La planta consta de 151.520 paneles solares repartidos a lo largo de 19 inversores, cada uno de los cuales tiene una potencia de 2.750 kW. La planta está a su vez conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) por medio de un transformador elevador de 25/115 kV. La planta no cuenta con ningún sistema de almacenamiento energético ni de limitación de potencia, por lo que vierte a la red en todo momento la potencia que genera en cada instante en función de la irradiación. La planta ocupa una superficie aproximada de 300.000 m², está a 3.700 msnm, y su irradiación media a lo largo del año 2006 ha sido:

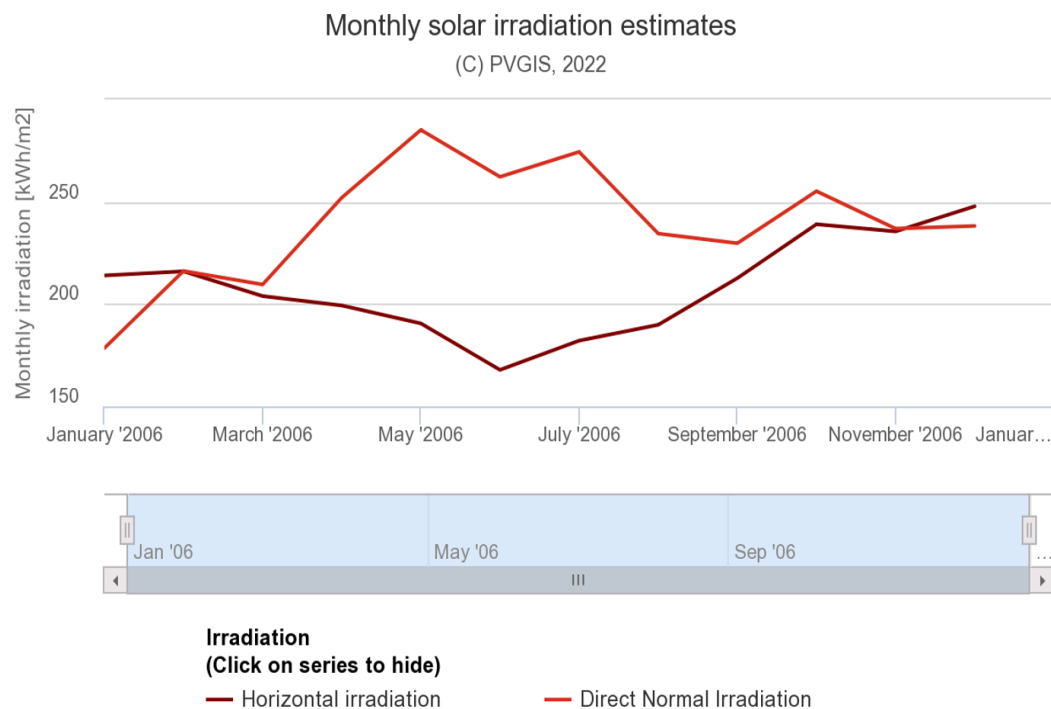


Figura 5.1: Irradiación global horizontal (granate) e irradiación directa normal (rojo) a lo largo del año 2006 en la ubicación de la planta boliviana [29]

5.2. Componentes de la instalación fotovoltaica

Como ya se pudo ver en apartados anteriores, son varios los elementos que conforman un sistema fotovoltaico. Sin embargo, los dos elementos más importantes con diferencia de toda instalación fotovoltaica son los paneles y el inversor. En el caso a estudiar, estos elementos escogidos han sido los siguientes. En el caso de los paneles, se ha optado por el modelo JKM330PP-72 del fabricante Jinko Solar, cuyas características más importantes son las siguientes:

- $P_{\text{máx}}$: 330 W_p
- V_{MPP} : 37,8 V
- I_{MPP} : 8,74 A
- V_{OC} : 46,9 V

- I_{sc} : 9,14 A
- Eficiencia: 17,01 %
- Rango de temperaturas de funcionamiento: - 40 °C a + 85 °C
- $V_{MÁX}$: 1.000 V_{CC}
- Coeficiente de temperatura de temperatura de potencia: - 0,40 %/°C
- Coeficiente de temperatura de temperatura de tensión: - 0,30 %/°C
- Coeficiente de temperatura de temperatura de corriente: + 0,06 %/°C

Solar
JinKO
Building Your Trust in Solar



Figura 5.2: Panel JKM330PP-72 de Jinko Solar [87]

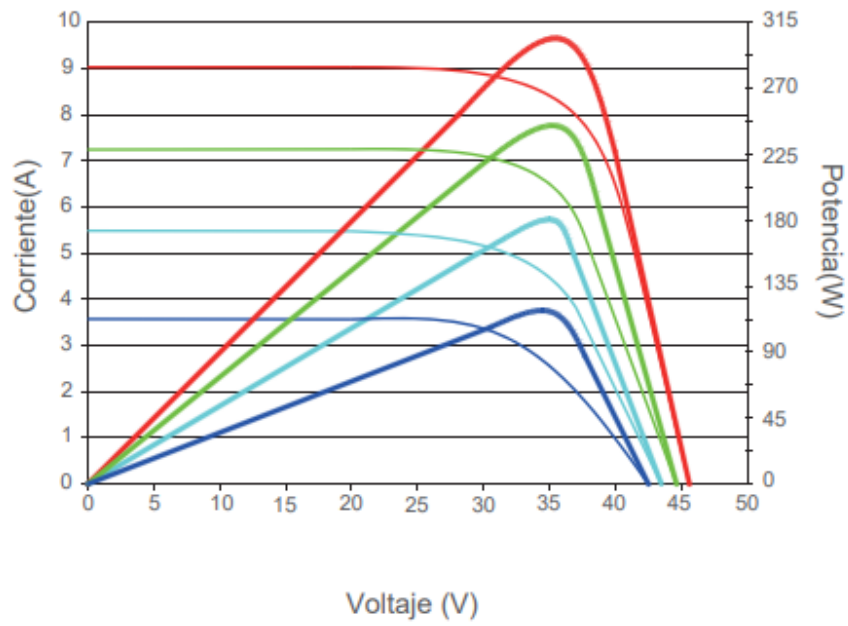


Figura 5.3: Curvas P-V-I del Panel JKM330PP-72 de Jinko Solar [87]

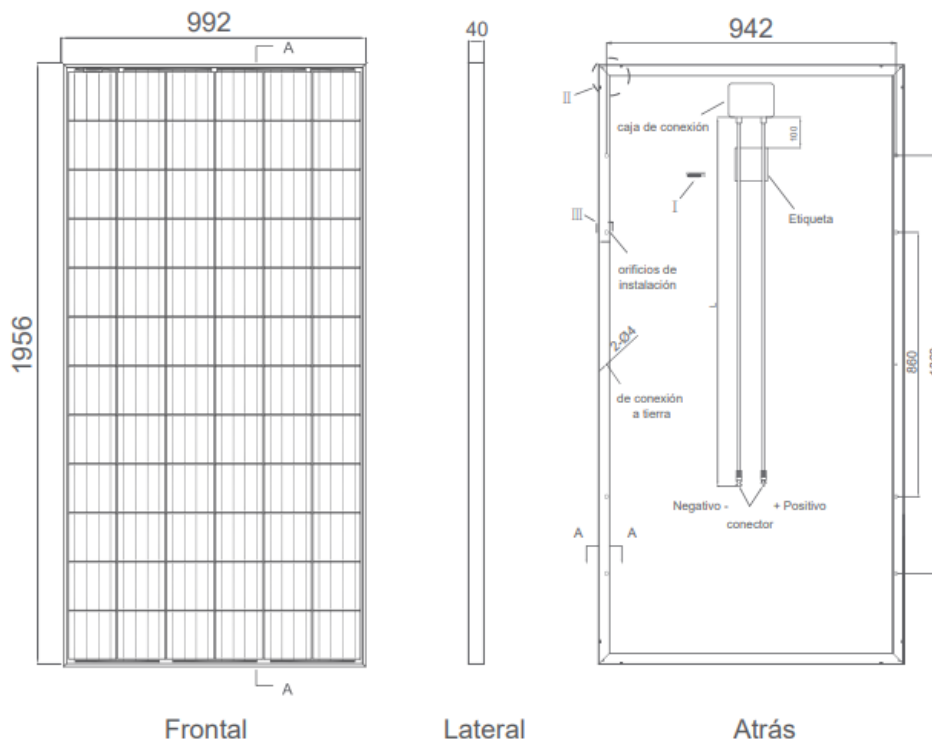


Figura 5.4: Medidas y partes del Panel JKM330PP-72 de Jinko Solar [87]

Respecto al inversor, se ha escogido el modelo Sunny Central 2750-EV del fabricante SMA, cuyas características más importantes son las siguientes:

- Potencia nominal de CA ($f_{dp} = 1$): 2.500 kVA – 2.750 kVA
- Potencia nominal de CA ($f_{dp} = 0,8$): 2.000 kW – 2.220 kW
- Corriente nominal de CA: 2.646 A
- Rendimiento máximo: 98,7 %
- Tensión de entrada mínima en CC: 849 V
- Tensión de entrada máxima en CC: 1.500 V
- Rango de tensión del MPP: 875 V (25 °C) – 1.200 V (35 °C – 50 °C)
- Corriente de entrada máxima en CC: 2.956 A (50 °C) – 3.200 A (35 °C)
- Corriente de cortocircuito máxima: 6.400 A
- Número de entrada de CC: 24 (protección con dos polos) – 32 (protección de un polo)
- Protecciones en CC y CA



Figura 5.5: Inversor Sunny Central 2750-EV de SMA [88]

5.3 Datos de partida para el análisis

Los datos con los que se cuenta de la planta boliviana, engloban el periodo transcurrido del 1 de septiembre de 2019 a las 00:00 h al 30 de septiembre de 2020 a las 23:59 h. Dentro de este periodo, los datos se recogen minuto a minuto, por lo que el número de mediciones realizadas en dicho periodo es de 562.545 mediciones.

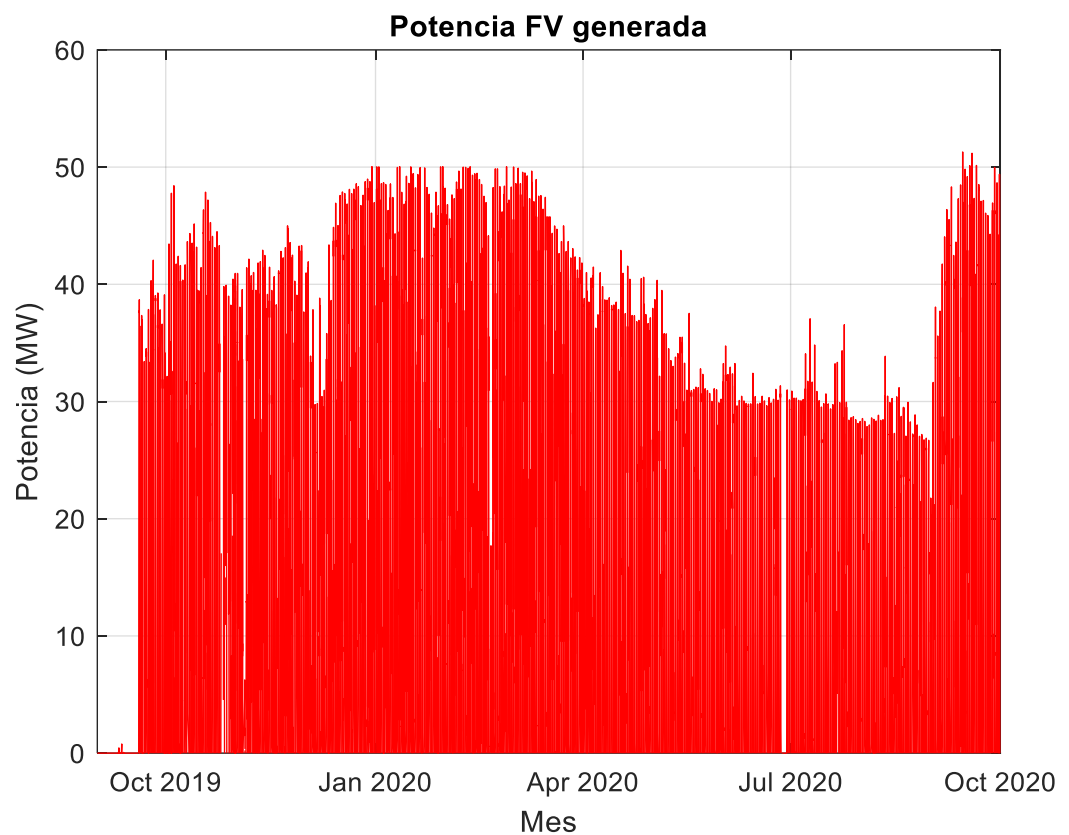


Figura 5.6: Potencia producida en la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020

5.4 Análisis de datos y requisitos del sistema de almacenamiento

Una vez se tienen los datos de potencia de la planta, se puede proceder ya a realizar un análisis de los mismos, para poder ir definiendo los requisitos del sistema de almacenamiento.

En primer lugar, se han de definir los requisitos de rampa de potencia. Para ello, y como se ha venido mencionando en apartados anteriores, se tomará un límite de rampa de potencia del $\pm 10 \text{ %/min}$, ya que este es el valor más usado actualmente en los códigos de red de los sistemas eléctrico. Al tener la planta a estudiar una potencia de 50 MW, los límites de rampa tendrán un valor de $\pm 5 \text{ MW/min}$.

Para calcular las rampas de potencia, se utilizará la siguiente ecuación:

$$\frac{dP}{dt} = \frac{P(t) - P(t - \Delta t)}{d\Delta t} \text{ tomando } \Delta t \text{ en intervalos de 1 minuto}$$

Ecuación 5.1, donde dP/dt es la tasa de rampa [MW/min], $P(t)$ es la potencia producida en un instante de tiempo dado [MW], $P(t-\Delta t)$ es la potencia producida en el instante de tiempo anterior [MW] y Δt es el intervalo de tiempo transcurrido entre mediciones [1 minuto en este caso]

Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

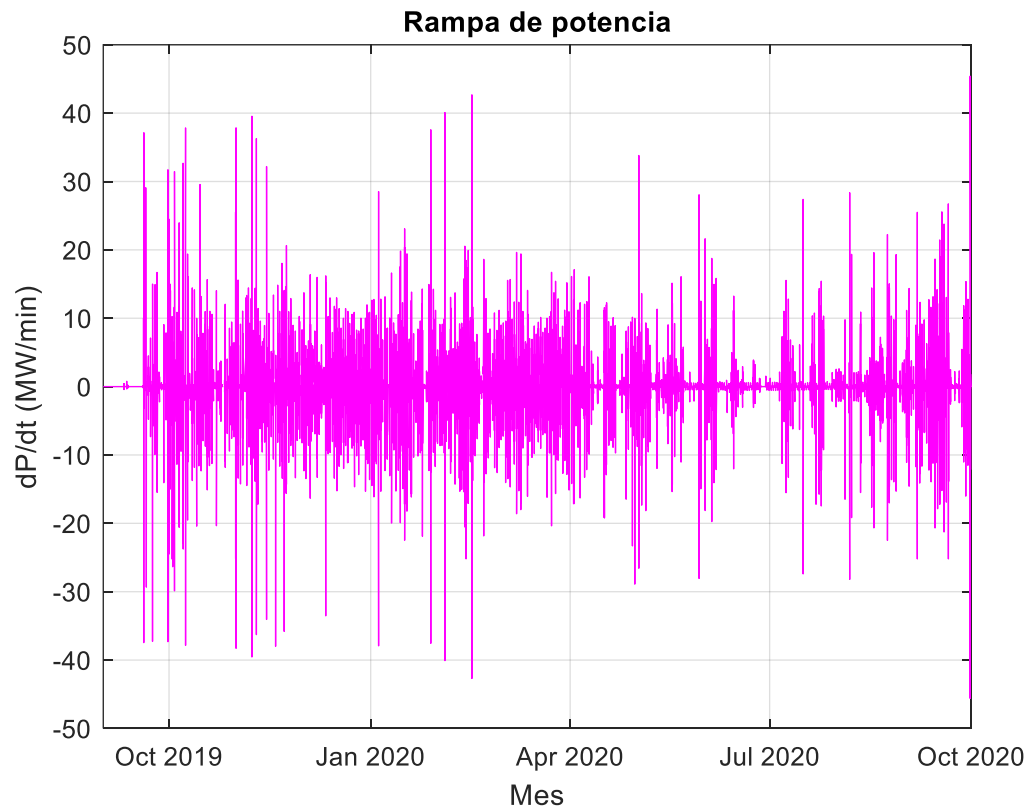


Figura 5.7: Rampas de potencia en la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020

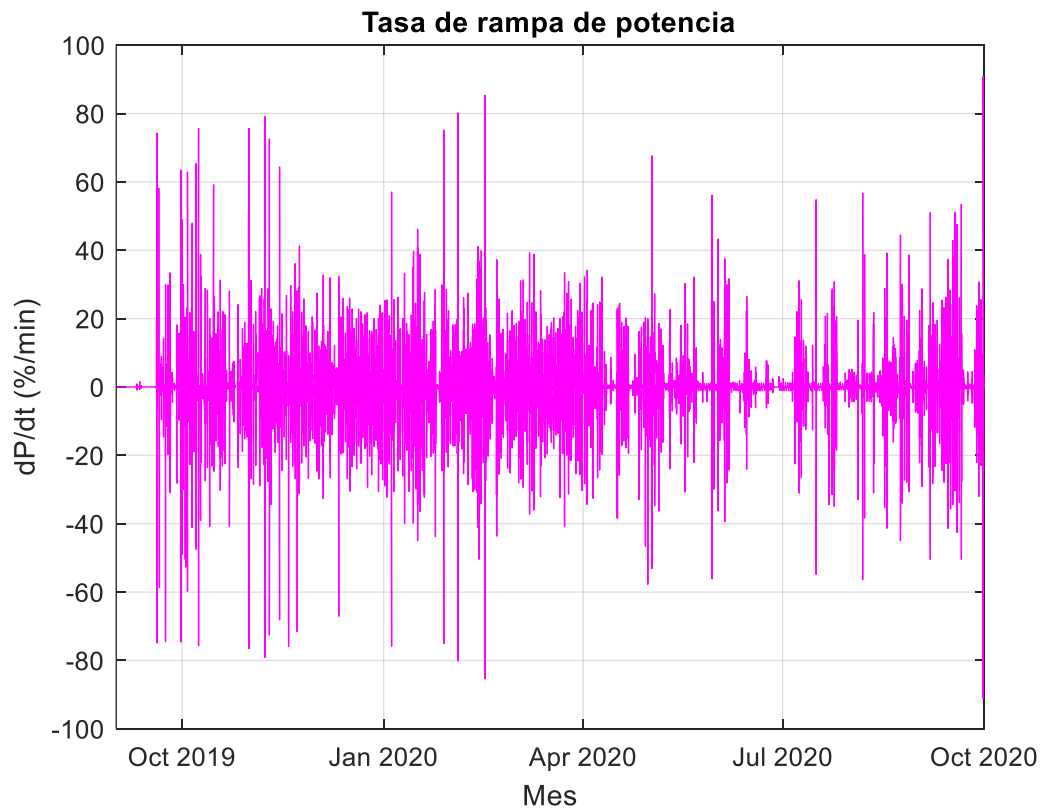


Figura 5.8: Tasas de rampas de potencia en la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020

En la Figura 5.7 y Figura 5.8, se puede observar cómo el límite de rampa (± 5 MW o ± 10 %/min) es violado en numerosas ocasiones. En la Figura 5.9 y Figura 5.10, se muestran delimitados los límites de rampa permitidos, lo que da una mejor idea de la secuencia de violaciones de la tasa de rampa que se cometen a lo largo del año.

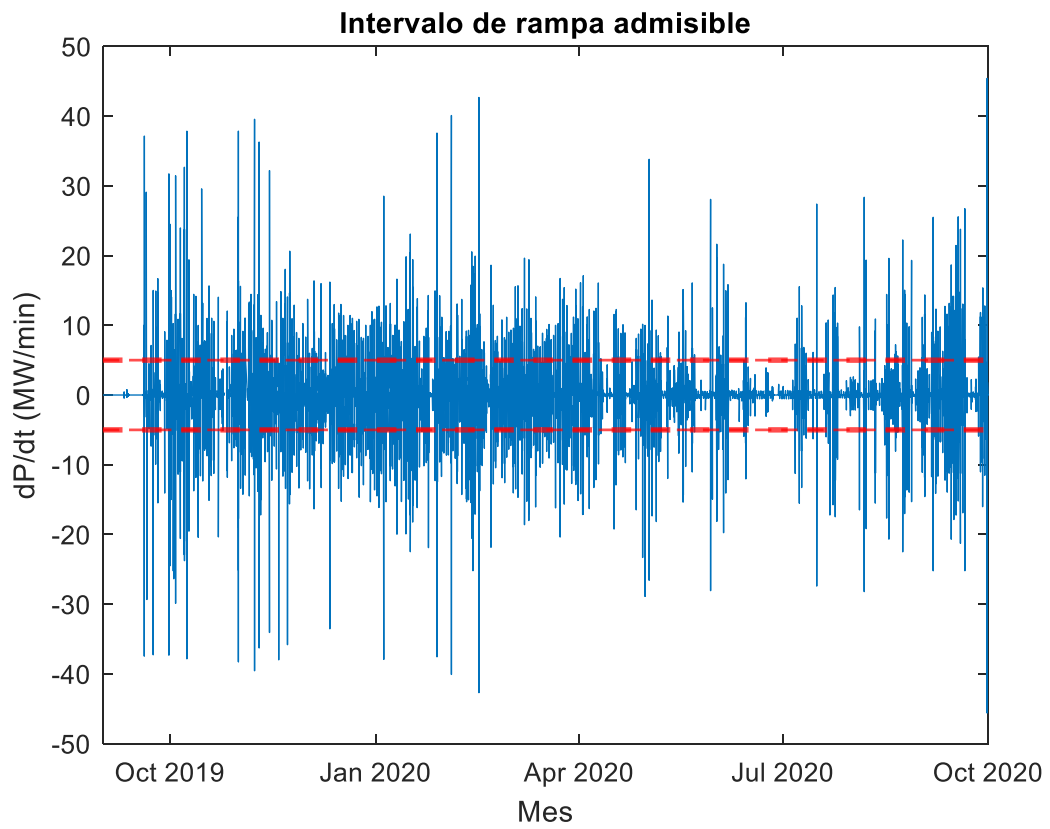


Figura 5.9: Intervalo de rampa de potencia admisible (rojo) en la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020

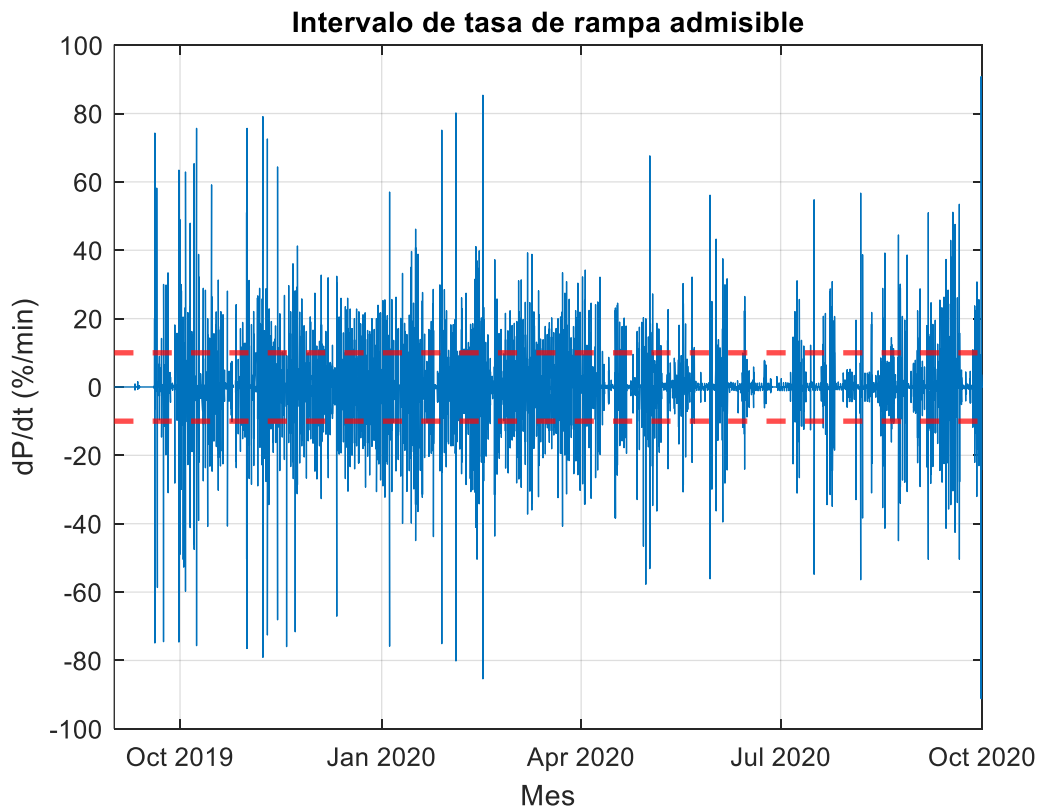


Figura 5.10: Intervalo de tasa de rampa de potencia admisible (rojo) en la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020

Una vez obtenido esto, se pueden obtener también los requerimientos de potencia del sistema de almacenamiento. Para ello, basta con calcular la variación de potencia del sistema excluyendo la parte que admitiría la red, es decir, ± 5 MW. Como se puede observar en la Figura 5.11, el sistema de almacenamiento de energía tendrá lógicamente periodos de carga y descarga. Como criterio de signos para ello, se ha tomado como positivo (cian) la descarga de la batería – rampas descendentes, y como negativo (verde) la carga de la batería – rampas ascendentes.

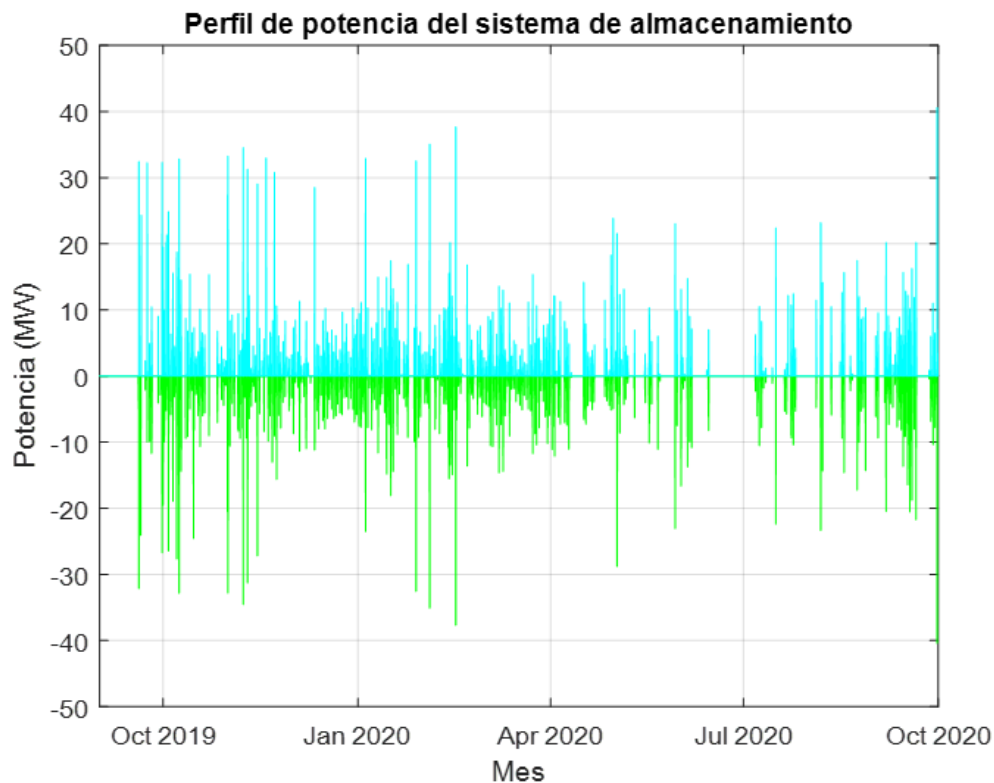


Figura 5.11: Perfil de potencia (carga en verde y descarga en cian) del sistema de almacenamiento de la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020

Seguidamente, es necesario conocer el número de veces (y duración de estas) que se superan los límites (± 5 MW o ± 10 %/min). Esto es necesario ya que serán estos dos parámetros los que se han de minimizar, para a su vez poder maximizar la eficiencia del sistema de almacenamiento energético. Los resultados obtenidos muestran 7.180 violaciones con una duración de 7.180 minutos. Este tiempo se establece en base a que se toman violaciones de 1 minuto debido a que como se ha podido observar en la Figura 5.6, la planta recoge los datos de minuto en minuto, y por ello, se supone que las violaciones de la tasa de rampa duran todo el minuto en el que se producen.

Una vez que se ha obtenido el perfil de potencia, será posible obtener el perfil energético mediante la integración del primero. Esta integración se realiza por eventos, los cuales se

definen como el periodo de tiempo que transcurre desde que hay una demanda de energía hasta que esta vuelve a cero. Como criterio de signos para ello, se ha tomado el mismo que para la potencia, es decir, positivo (cian) la descarga, y como negativo (verde) la carga. La integración se realiza entonces acorde a los eventos tanto de carga como de descarga, los cuales suponen un total de 4.625 eventos.

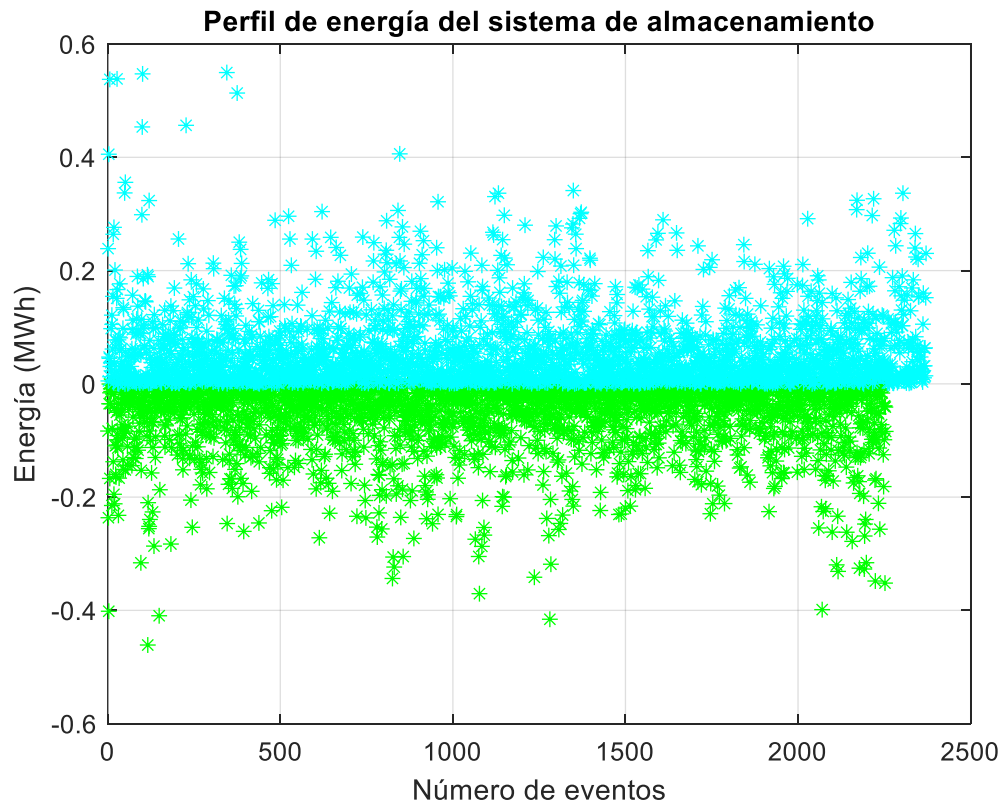


Figura 5.12: Perfil energético (carga en verde y descarga en cian) del sistema de almacenamiento de energía de la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020

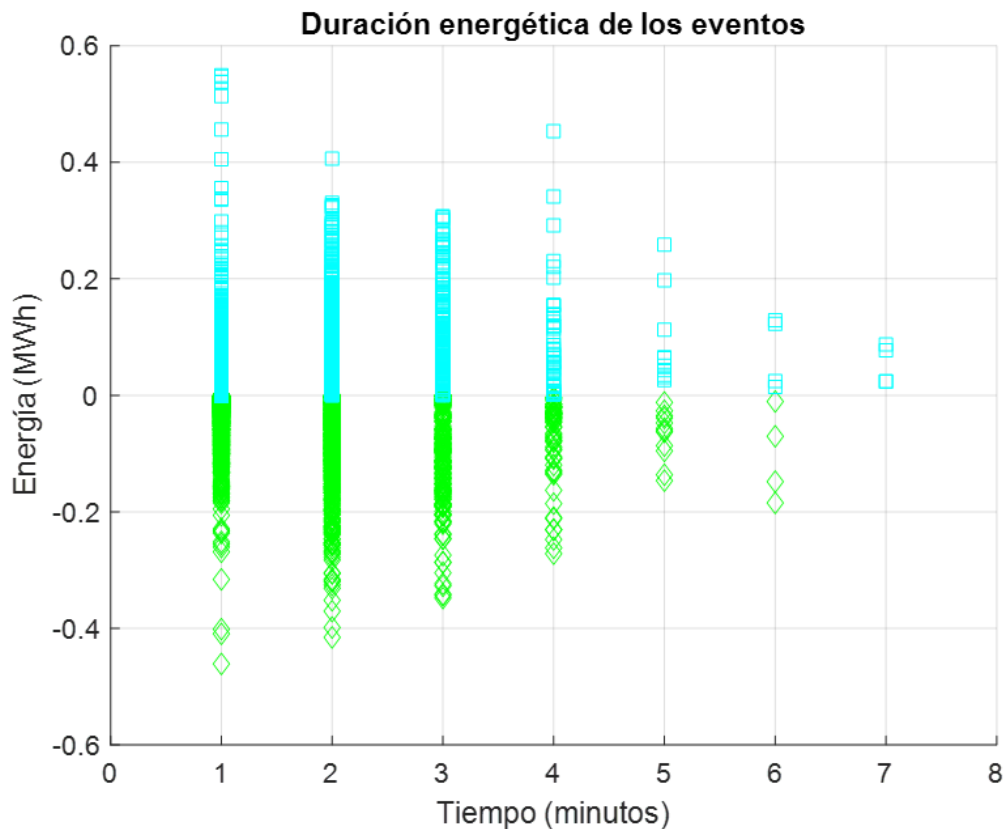


Figura 5.13: Duración y tiempo de los eventos energéticos (carga en verde y descarga en cian) del sistema de almacenamiento de la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020

De todo ello, se puede comprobar cómo el sistema de almacenamiento energético requerirá gran potencia y robustez, ya que se ha comprobado que deberá de alcanzar valores máximos de potencia cercanos a los 40 MW (casi tanta como la potencia nominal de 50 MW de la planta), entregando valores energéticos máximos de casi 0,6 MWh durante eventos que llegan hasta los 7 minutos en algunas ocasiones. La robustez viene también marcada debido a que en el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020 (1 año) ocurrieron 7.180 violaciones.

5.5. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento

Se procederá ahora a realizar el dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía. Aunque ya anteriormente en el apartado 4.3 se describieron los distintos sistemas de almacenamiento de energía, cabe nuevamente volver a mencionar algunos de ellos (y ampliar un poco los enfocados en este trabajo), pero en términos de enfoque concreto respecto al problema que ahora se aborda.

Anteriormente se pudo ver cómo los sistemas de almacenamiento energético (en términos de periodo de almacenamiento) se podían dividir en almacenamiento a corto plazo (generalmente de poca cantidad de energía) y almacenamiento a medio-largo plazo (de mayor cantidad de energía). Entre los primeros sobresalían claramente las baterías, y de entre los segundos, destacaban las centrales hidráulicas de bombeo y los sistemas de aire comprimido. En este trabajo, la aplicación es claramente a corto plazo, ya que el sistema de almacenamiento se someterá a continuos periodos de carga y de descarga, por lo que el sistema de almacenamiento elegido constará de baterías.

De entre todas las baterías existentes, y dado al elevado número de tipos que existen actualmente, no resulta fácil escoger uno. Como ocurre en muchos otros aspectos, cada tipo de baterías tienen sus ventajas y desventajas, atendiendo a una gran cantidad de criterios tales como: densidad de energía, capacidad de carga/descarga, resistencia a condiciones extremas de temperatura, sobrecalentamientos, tecnología de celdas y electrolitos, rendimiento, seguridad y coste. Habrá entonces que atender a los criterios más importantes en función de la aplicación y uso que se le vaya a dar a la batería. En este caso, se ha decidido optar por baterías de iones de litio. Estas baterías son las que mayor desarrollo y aplicación están teniendo últimamente. Es cierto también que estas baterías están teniendo su mayor aplicación y uso en el campo de los dispositivos portátiles (aparatos electrónicos principalmente), pero lo cierto es que sus características y cada vez menores precios, las hacen idóneas para muchas otras aplicaciones como la que concierne a este trabajo. Entre sus principales ventajas, las baterías de iones de litio tienen gran densidad energética, reducido efecto memoria, baja tasa de autodescarga, buena vida útil y buena capacidad de descarga. En su contra, tienen su aún relativo elevado coste, poca resistencia al frío y riesgo de explosión en caso de sobrecalentamiento. Este último problema (sobrecalentamiento) está muy presente hoy en día debido a los numerosos casos que ha habido de explosión de estas baterías en dispositivos portátiles. Sin embargo, para

esta aplicación, una hipotética explosión no tendría las mismas consecuencias que en el caso de un dispositivo portátil usado diariamente por personas en todo tipo de ambientes. Además, se está trabajando de manera muy remarcada para solucionar este problema de sobrecalentamiento y explosión. De hecho, gran parte de estas baterías incorporan ya circuitos internos de protección conocidos como BMS.

A su vez, y como ya se mencionó en apartados anteriores, son muchos los tipos de baterías de iones de litio que existen hoy en día. Los principales y más destacados son:

- Baterías de níquel-cobalto-aluminio (NCA): Tienen una densidad de energía muy alta, pero por lo contrario, su vida útil y resistencia a temperaturas elevadas no es muy buena. Además, presentan un riesgo de explosión relativamente alto en caso de cortocircuito, aunque este tema de seguridad se está nuevamente mejorando. Debido a su característica de elevada densidad energética, su principal uso en la actualidad es en el campo de la movilidad eléctrica.
- Baterías de óxido de manganeso de litio (LMO): Este tipo de baterías están compuestas a base de un electrolito orgánico, un cátodo de grafito y un ánodo de óxido de manganeso de litio (LiMn_2O_4). Sus principales ventajas su coste, su inexistente contaminación, seguridad y buena capacidad de descarga. Por el contrario, sus densidades energéticas y vidas útiles no son muy elevadas.
- Baterías de níquel-cobalto-manganeso (NCM): Estas baterías presentan altas capacidades eléctricas y densidades energéticas, así como también buenos ciclos de vida. Su principal desventaja es que sus costes aún no son muy económicos.
- Baterías de óxido de cobalto de litio (LCO): Cuentan con electrolitos compuestos a base de sales de litio, cátodos a base de trióxido de dicobalto (Co_2O_3) y un ánodo de óxido de litio-cobalto (LiCoO_2). Sus principales ventajas son su alta capacidad específica y buena tasa de descarga. Sus principales desventajas son su elevado coste y bajo rendimiento de seguridad.
- Baterías de fosfato de hierro (LFP): Estas baterías cuentan con un ánodo compuesto de cristales de litio y carbono, un cátodo de fosfato de hierro (LiFePO_4) y un electrolito líquido. Cuenta a su favor con su buena estabilidad química, baja degradación, buena resistencia a altas temperaturas, alta capacidad de potencia y costes económicos. En su contra juegan su no muy elevada densidad energética y

su baja resistencia a bajas temperaturas. Todos sus elevados puntos a favor, destacando el hecho de que presenta costes de producción bajos, hace que estas baterías sean unas de las de mayor potencial en la industria, hecho que queda reflejado en su uso cada vez más extendido en los coches eléctricos.

- **Baterías de titanato de litio (LTO):** Este tipo de baterías presentan un ánodo formado de titanato de litio (Li_2TiO_3), cátodo de grafito y electrolito de solución. Sus principales ventajas son su rápida capacidad de carga, elevada capacidad y resistencia térmica, alta seguridad, gran estabilidad, baja resistencia interna, extensos ciclos de vida y prolongadas vidas útiles (de hecho son el tipo de batería de iones de litio más duradera). Por el contrario, sus principales desventajas son su no muy elevada densidad energética, y su elevado coste debido a su escasa fabricación.

Como se puede observar, son bastantes los tipos de baterías de iones de litio existentes actualmente. No obstante, para realizar el dimensionamiento del sistema de almacenamiento energético, se trabajará con las baterías de fosfato de hierro (LFP) y las baterías de titanato de litio (LTO). Esta elección se ha hecho en base a las características a favor que tienen estas baterías, principalmente, elevada capacidad de potencia y buena vida útil. Sin embargo, en el aspecto económico, ambas tecnologías difieren bastante. Mientras que las baterías de fosfato de hierro (LFP) tienen bajos costes de producción, las baterías de titanato de litio (LTO) presentan costes elevados. Debido a ello, se realizará un análisis económico (atendiendo al parámetro LCOE) para ver cuál de ellas es una mejor elección (a largo plazo principalmente), ya que como es de esperar, una mayor inversión inicial representará un número menor de violaciones de tasa rampa (y por lo tanto menos costes de violación a largo plazo), mientras que por otro lado, con una menor inversión inicial, ocurrirá justo lo contrario: menos costes al principio, pero más número de violaciones de tasa de rampa (y por ello más costes de violación a largo plazo).

Para el análisis económico, se definirá el parámetro LCOE. El Coste Nivelado de Energía (LCOE) es un parámetro que representa el coste total actual de construir y operar una instalación de generación energética a lo largo de su vida útil. Aunque en sí mismo, el LCOE da un valor del coste que tiene una tecnología de generación de energía, lo cierto es

que su verdadero uso radica en comparar los costes de distintas fuentes de energía. El LCOE tiene a su vez en cuenta otras variables tales como costes de operación y mantenimiento, costes de inversión, costes de combustible, vida útil y producción energética. El LCOE se calcula de la siguiente manera:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n [(I_t + M_t + F_t) * (1 + r)^{-t}]}{\sum_{t=1}^n [(E_t) * (1 + r)^{-t}]}$$

Ecuación 5.2, donde LCOE es el Coste Nivelado de Energía [€/MWh], I_t es el gasto de inversión cada año [€/año], M_t es el gasto de operación y mantenimiento cada año [€/año], F_t es el gasto de combustible cada año [€/año], E_t es la producción energética cada año [MWh/año], r es la tasa de descuento [%], t es el período de cada año [año] y n es la vida útil de la instalación [años]

En este trabajo, además de estar evaluándose la planta solar de 50 MW, también se está evaluando el posible sistema de almacenamiento energético de la planta (baterías LFP o baterías LTO). Se puede ver cómo el LCOE tiene únicamente en consideración parámetros asociados a las fuentes de producción de energía, no teniendo en consideración parámetros acerca de los sistemas de almacenamiento de energía. Por ello, se precisa de introducir en el LCOE parámetros asociados a dichos sistemas de almacenamiento energéticos tales como su vida útil (la cual difiere de la vida útil de la planta de producción energética) y la penalización por violación de la tasa de rampa, entre otros. Es por esta razón por lo que el parámetro LCOE se convierte en realidad en el parámetro LCOES (Coste Nivelado de Energía y Almacenamiento). Será entonces el parámetro LCOES el que se tome como referencia para comparar las alternativas propuestas. El LCOES se calcula de la siguiente manera:

$$\text{LCOES} = \frac{I_{\text{ESS}} + I_{\text{PS}} + \sum_{t=1}^{n_{\text{PS}}} [(M_{\text{PS}} + \text{RR}_c) * (1 + r)^{-t}] + \sum_{t=1}^{n_{\text{ESS}}} [(M_{\text{ESS}} + C_{\text{ESS}}) * (1 + r)^{-t} * \left(\frac{n_{\text{PS}}}{n_{\text{ESS}}}\right)]}{\sum_{t=1}^{n_{\text{PS}}} [E_{\text{grid}} * (1 - d)^t]}$$

Ecuación 5.3, donde LCOES es el Coste Nivelado de Energía y Almacenamiento [€/MWh], I_{ESS} es el gasto de inversión de la planta solar [€/MW], I_{PS} es el gasto de inversión del sistema de almacenamiento energético [€/MW], M_{PS} es el gasto de operación y mantenimiento de la planta solar cada año [€/MW al año], RR_c es el gasto por penalización debido a la violación de la tasa de rampa [€/MWh], M_{ESS} es el gasto de operación y mantenimiento del sistema de almacenamiento energético cada año [€/MW al año], C_{ESS} es el coste de carga del sistema de almacenamiento energético cada año [€/MWh al año], E_{grid} es la energía inyectada a la red cada año [MWh/año], r es la tasa de descuento [%], n_{PS} es la vida útil de la planta solar [años], n_{ESS} es la vida útil del sistema de almacenamiento energético [años] y d es la tasa de degradación anual de la instalación [%]

Para realizar el LCOES, será necesario utilizar ciertos parámetros, los cuáles se exponen a continuación. Cabe recordar que estos parámetros son el gasto de inversión (I), el gasto de operación y mantenimiento (M), la vida útil (n), las capacidades de carga y descarga ($C_{\text{carga}}-C_{\text{descarga}}$), el rendimiento (η), la tasa de degradación anual (d), el gasto por penalización debido a la violación de la tasa de rampa (RR_c), la tasa de descuento (r) y el coste de carga del sistema de almacenamiento energético (C_{ESS}).

Sistema	I [€/kWh]	M [€/kW al año]	n [años]	Cdescarga [1/h]	Ccarga [1/h]	η [%]	d [%]	RRc [\$/MWs]	r [%]	CESS [€/MWh]
Planta solar	827,1	15,21	25	-	-	-	5	-	4	-
Batería LFP	366,25	5,49	13,6	2	1	92,5	-	0,1	4	45
Batería LTO	697,09	10,46	16,9	6	2	96,5	-	0,1	4	45

Figura 5.14: Parámetros para realizar el cálculo del LCOES

Estos parámetros se han obtenido de artículos, publicaciones y recomendaciones tanto de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) [89] como de la Comisión Europea [90]. De entre ellos, caben destacar “Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030” [91] y “Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects” [92].

Cabe mencionar también que, para el parámetro de gasto por penalización debido a la violación de la tasa de rampa (RR_c), se ha tomado un valor de 0,1 \$/MWs. Si se establece una tasa de cambio 1 € = 1,21 \$, y que la planta solar es de 50 MW, saldría un coste por violación de tasa de rampa de 4,15 €/s. Si además se tienen en cuenta violaciones de 1 minuto entero de duración, saldría un coste por violación de tasa de rampa de 250 €/violación. Este minuto se establece en base a que se toman violaciones de 1 minuto debido a que como ya se ha podido ver con anterioridad, la planta recoge los datos de minuto en minuto, y por ello, se supone que las violaciones de la tasa de rampa duran todo el minuto en el que se producen.

Con estos parámetros definidos para calcular el LCOES, es no obstante preciso establecer una estrategia para calcular el análisis económico mediante el parámetro LCOES. Dicha estrategia deberá de tener dos condiciones esenciales. La primera, tiene como objetivo alargar al máximo la vida útil de las baterías. Para ello, no se deberá de sobrepasar la profundidad de descarga máxima de las baterías, debiéndose de estar siempre en un intervalo definido de carga. La segunda, consiste en evitar la descarga nocturna de las baterías. Este funcionamiento nocturno no tendría sentido alguno ya que ni la planta solar

está funcionando, ni se precisa entonces atenuar la potencia de salida para evitar violaciones de la tasa de rampa. Basándose en todo esto, la estrategia tendrá que contar a su vez con ciertas condiciones impuestas como las siguientes:

- El estado de carga de las baterías (SOC) deberá de estar entre el 10 % y el 90 %, es decir, $10 \% < SOC < 90 \%$.
- Las baterías partirán de un estado de carga inicial a la mitad, es decir, $SOC_{Inicial} = 50 \%$.
- Se tendrá en cuenta la estrategia Rest Recovery, la cual considera que el rango del SOC entre el 40 % y el 60 % es el óptimo para hacer frente a rampas próximas.
- Las baterías se cargarán y descargarán dentro de sus límites respectivos de potencia, es decir, $C_{carga} -- C_{batería} -- C_{descarga}$.

Una vez tenido en cuenta todo ello, ya se puede definir la estrategia, teniendo esta diferentes posibles escenarios en función de la demanda energética que se realice a la batería, los límites de carga y de descarga de potencia, y los límites de carga de la batería. La estrategia se detalla a continuación. Cabe mencionar también, que en todos los escenarios, acorde a la estructura de paneles solares, sistema de almacenamiento energético e inyección a red, se cumple que: $P_{grid} = P_{PS} + P_{ESS}$

¿Se precisa demanda energética de la batería?	¿Se superan los límites de carga y de descarga de potencia?	¿Se superan los límites de carga de la batería?	Estrategia a seguir
Sí	No	No	La batería no tiene limitación, por lo que cargará y descargará toda la potencia, y su SOC irá variando en función de la potencia de carga y descarga
Sí	No	Sí	La potencia de carga y descarga se limita para que su SOC esté en su límite superior (carga) o inferior (descarga). Se produce violación de rampa por superar límites del SOC de la batería permitidos
Sí	Sí	No	La potencia de carga y descarga de la batería se limita a sus valores máximos. El SOC irá variando en función de la potencia de carga y descarga. Se produce violación de rampa por superar la potencia máxima de carga o descarga
Sí	Sí	Sí	La potencia de carga y descarga se limita para no superar ni los límites del SOC ni los de potencia. El SOC irá variando en función de la potencia de carga y descarga. Se produce violación de rampa por superar la potencia máxima de carga o descarga, o por superar los límites del SOC
No	$SOC > 60\% \text{ o } SOC < 40\%$	-	La batería se carga o descarga para mantenerse en un rango fijo
No	$40\% \leq SOC \leq 60\%$	-	La batería no carga ni descarga potencia, y su SOC se mantendrá en su valor de instante anterior

Figura 5.15: Estrategia de control del sistema de almacenamiento de baterías

Definida la estrategia de control a seguir por las baterías, ya se puede realizar el análisis económico con la simulación del LCOES. Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

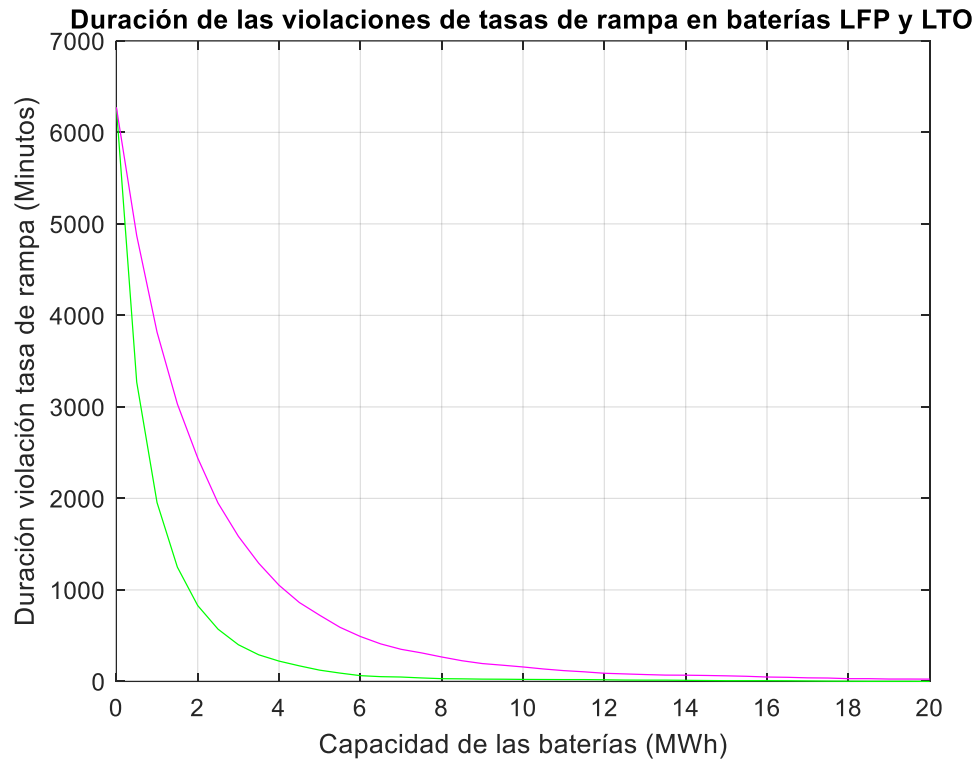


Figura 5.16: Duración de las violaciones de tasas de rampa en baterías LFP (magenta) y LTO (verde)

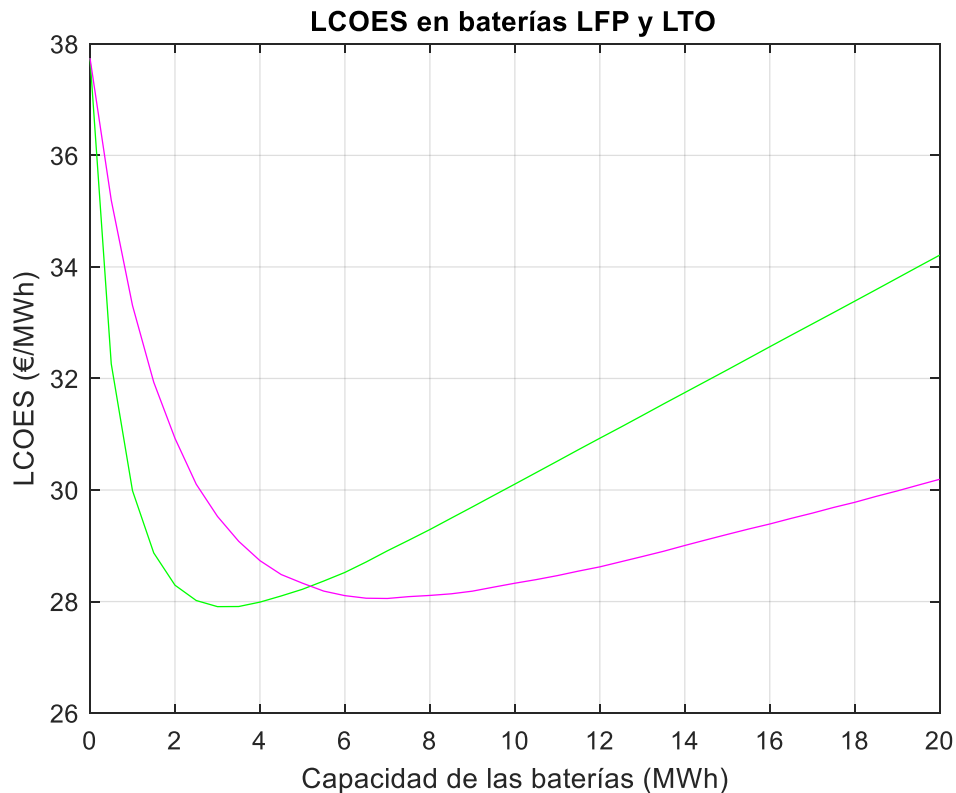


Figura 5.17: LCOES en baterías LFP (magenta) y LTO (verde)

En la Figura 5.16, se puede observar que la tecnología LTO presenta siempre (sea cual sea la capacidad del sistema de almacenamiento) unos tiempos de duración de violación de tasa de rampa menores que la tecnología LFP. Esto es debido en gran medida a que los ratios de carga-descarga de las baterías LTO son significativamente superiores a los de las baterías LFP. Estos menores tiempos de duración de violación de tasa de rampa en las baterías LTO, implican también unos menores costes asociados a la violación de la tasa de rampa.

De la Figura 5.16 también se puede deducir que, a medida que aumenta la capacidad en ambas tecnologías, la duración por violación de tasa de rampa disminuye, y por consiguiente, los costes asociados a la violación de la tasa de rampa también, disminuyen (como era lógico de esperar). No obstante, y como se podrá ver después, estos costes por violación de tasa de rampa no disminuyen en la misma proporción que lo hace el LCOES, Ello se debe a que el LCOES, además de tener en cuenta los costes asociados a la violación de tasa de rampa, también tiene en cuenta otros costes tales como los asociados a la

operación y el mantenimiento, la energía inyectada a la red, y la inversión a realizar.

En la Figura 5.17, se puede ver que mientras que el LCOES aumenta de manera muy significativa al aumentar la capacidad en las baterías LTO, en las baterías LFP, esta variación ocurre de manera menos pronunciada. Esto se debe a que los costes por capacidad en las baterías LTO son aproximadamente el doble que los de las baterías LFP, por lo que el LCOES aumenta también aproximadamente el doble en las baterías LTO respecto a las baterías LFP. No obstante, hay que tener también en cuenta que habrá un punto a partir del cual el LCOES aumente debido a que los costes por capacidad de las baterías superen a los costes ahorrados por violar las tasas de rampa (a costa de aumentar la capacidad de las baterías).

También puede verse en la Figura 5.17 cómo el valor mínimo de LCOES en las baterías LTO se produce para un valor de capacidad más pequeño que el de las baterías LFP.

Con estos resultados, y junto a otros obtenidos en la simulación, se obtienen los resultados que se expondrán a continuación:

Sistema	Capacidad (MWh)	LCOES (€/MWh)	RRc (€)	tRR,0 (%)	tRR (%)
Planta solar	-	37,75	1.565.000	1,19	1,19
Planta solar con baterías LTO	3	27,91	87.000	1,19	0,08
Planta solar con baterías LFP	7	28,06	100.000	1,19	0,01

Figura 5.18: Valores óptimos del sistema de almacenamiento energético

A partir de todo lo anterior, se puede establecer ya la capacidad óptima del sistema de almacenamiento de energía, así como su tecnología de fabricación. En la Figura 5.16, y como ya se ha mencionado anteriormente, se puede ver cómo la tecnología LTO presenta siempre (sea cual sea la capacidad del sistema de almacenamiento) unos tiempos de duración de violación de tasa de rampa menores que la tecnología LFP, por lo que a priori, parece ser que la tecnología a utilizar será la LTO. Esta hipótesis se corrobora efectivamente en la Figura 5.17, en donde se puede ver cómo el valor mínimo del LCOES para tecnología LTO es de 27,91 €/MWh, y de 28,06 €/MWh para el caso de tecnología LFP. Por ello, puede observarse cómo las baterías LTO consiguen unos tiempos de

duración de violación de tasa de rampa menores, y con un LCOES menor para también una menor capacidad. Debido a todo esto, el sistema de almacenamiento energético elegido está compuesta por baterías LTO de 3 MWh de capacidad. Este sistema es capaz de reducir el tiempo relativo de eventos por violación de tasa de rampa de potencia por año desde un 1,19 % sin sistema de almacenamiento energético hasta un 0,08 % con baterías LTO de 3 MWh. Las violaciones se consiguen reducir en casi un 93 %, pasando de las 7.180 sin sistema de almacenamiento energético hasta las 505 una vez implantado el sistema.

Una vez que se tiene ya definido el sistema de almacenamiento energético, se puede entonces proceder a su simulación.

A continuación, se puede observar el perfil de potencia fotovoltaica producida en la planta y el perfil de potencia de red una vez implementado el sistema de baterías, en donde también se ven los puntos de violación. Para ello, se ha hecho detalle en distintos periodos temporales (año entero, días, trimestres y meses).

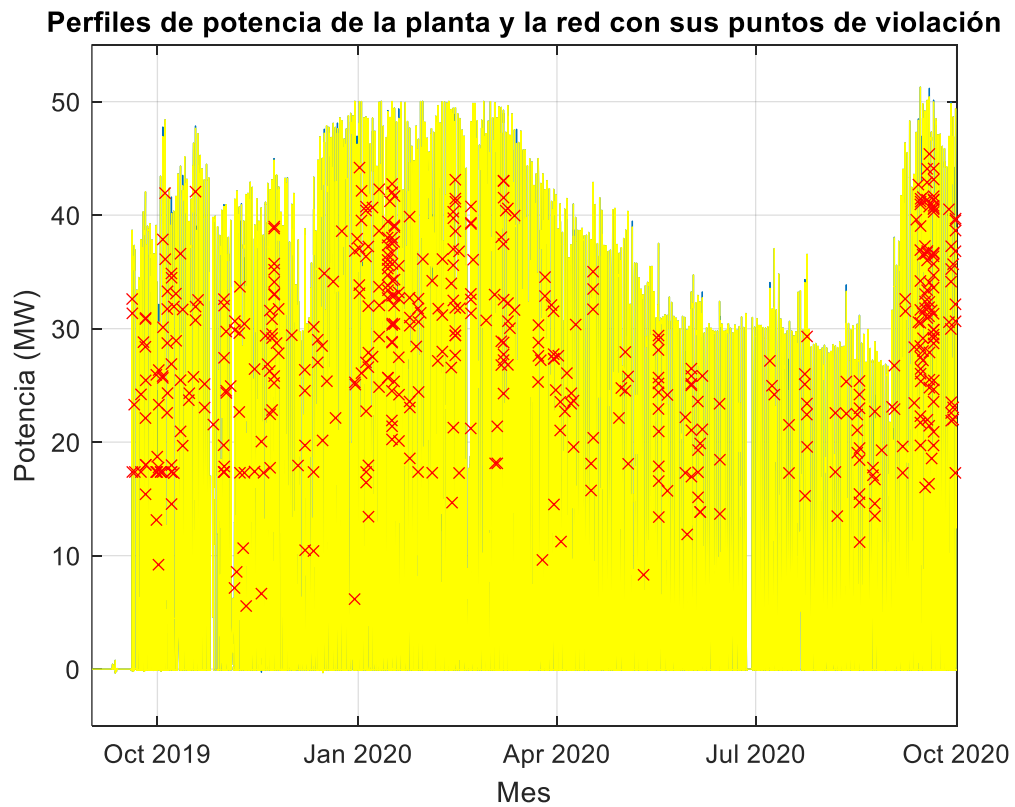


Figura 5.19: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020

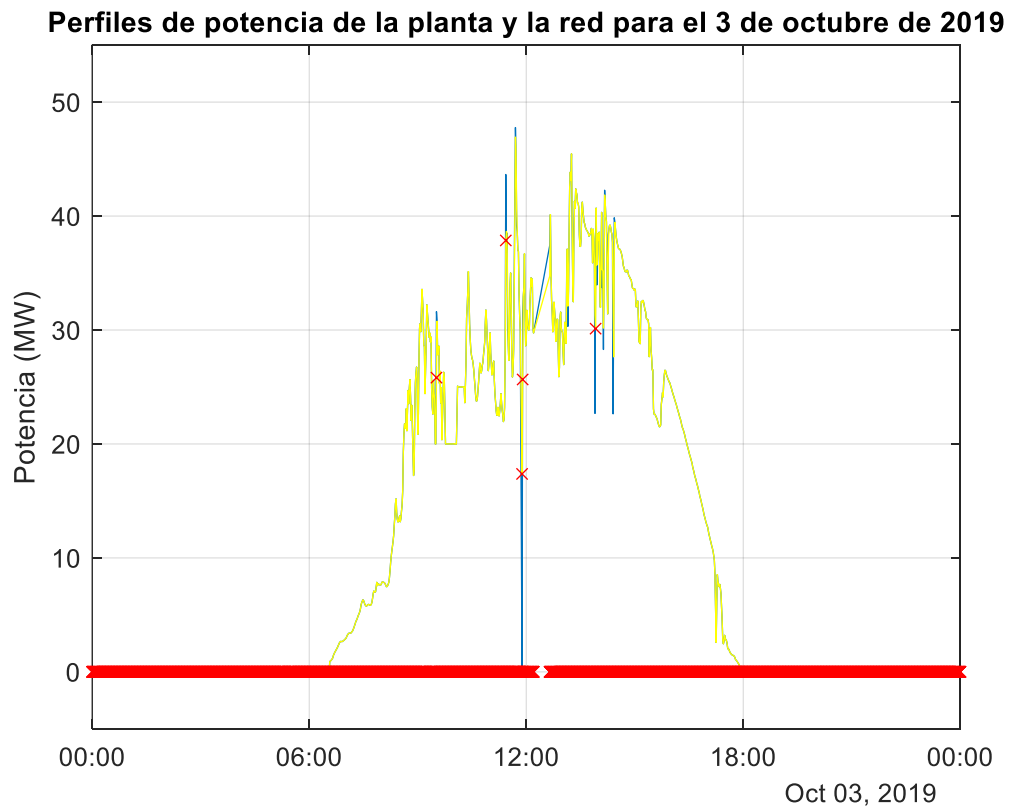


Figura 5.20: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el 3 de octubre de 2019

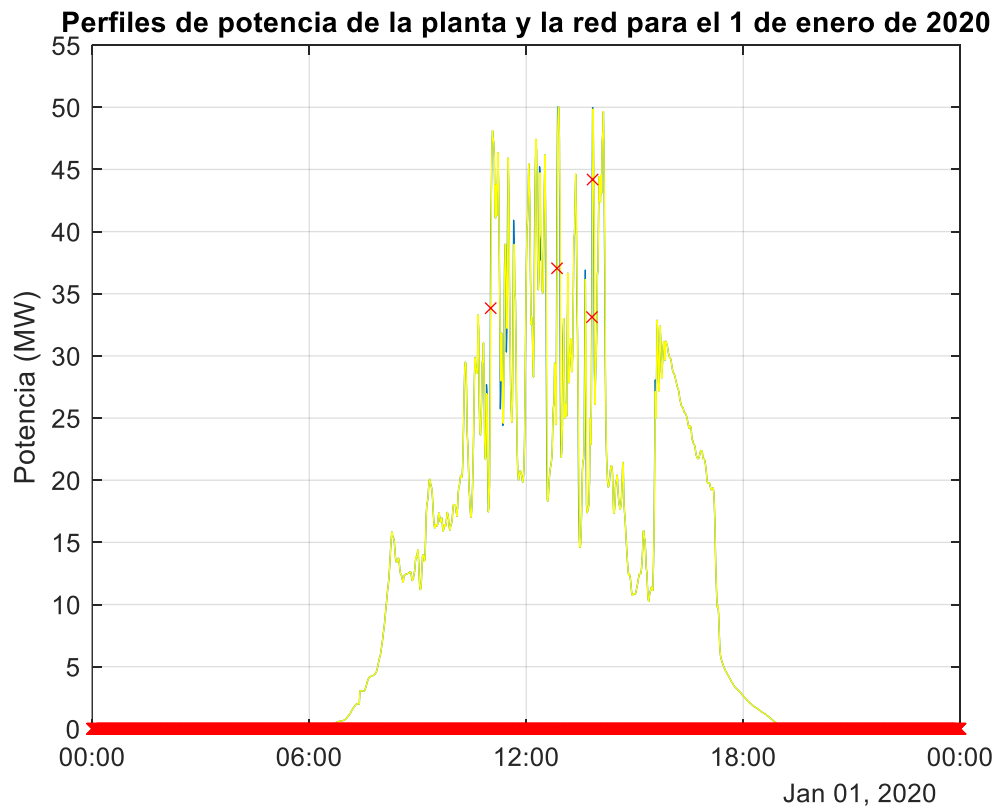


Figura 5.21: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el 1 de enero de 2020

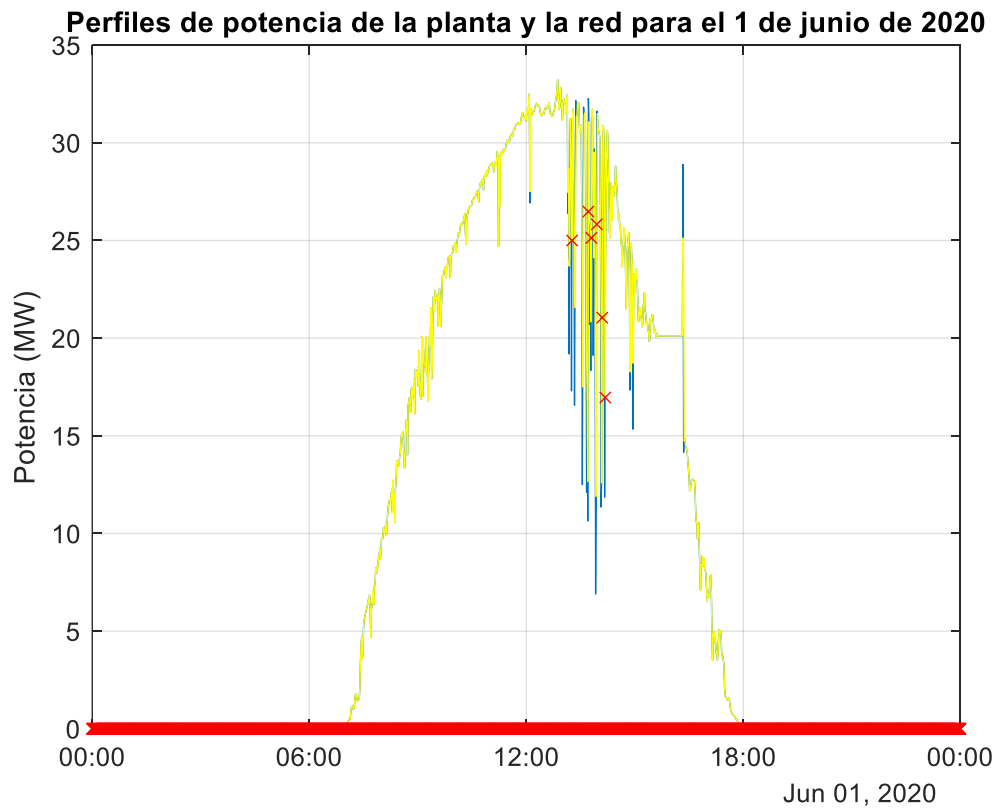


Figura 5.22: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el 1 de junio de 2020

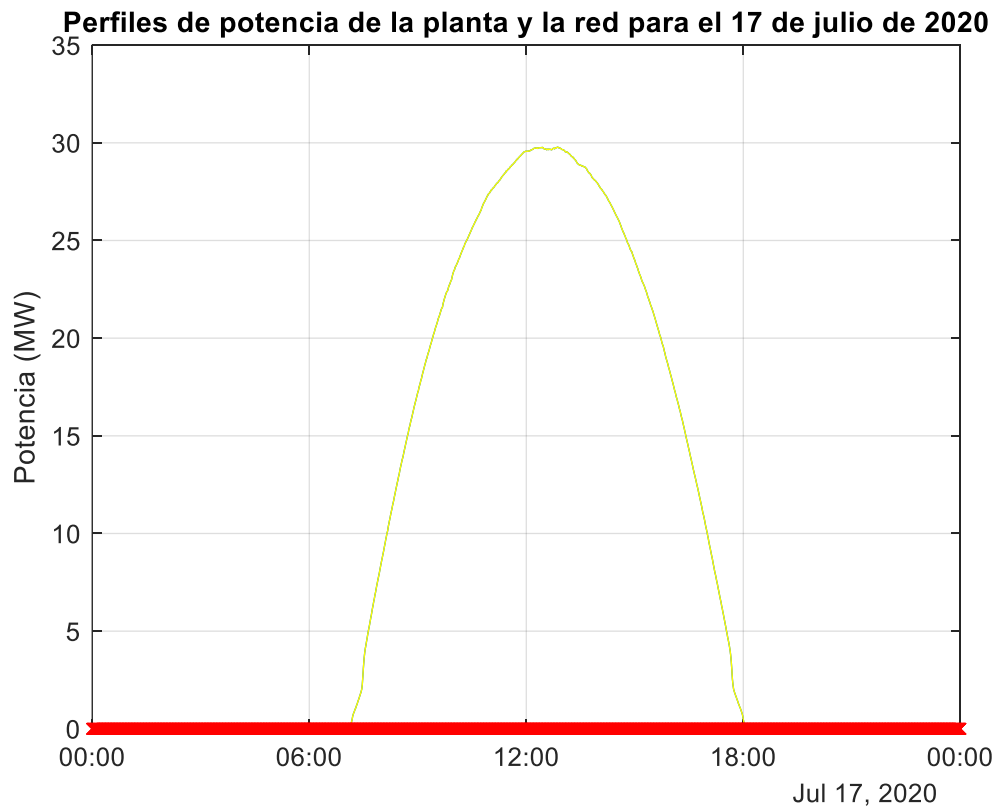


Figura 5.23: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el 17 de julio de 2020

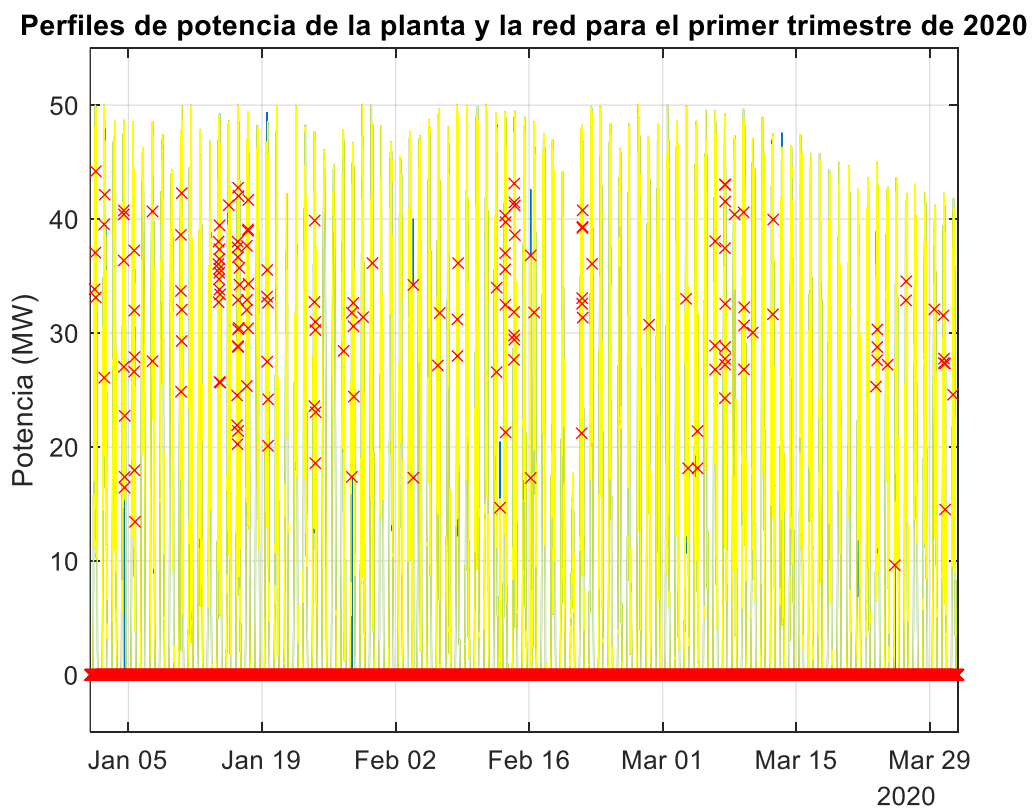


Figura 5.24: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el primer trimestre de 2020

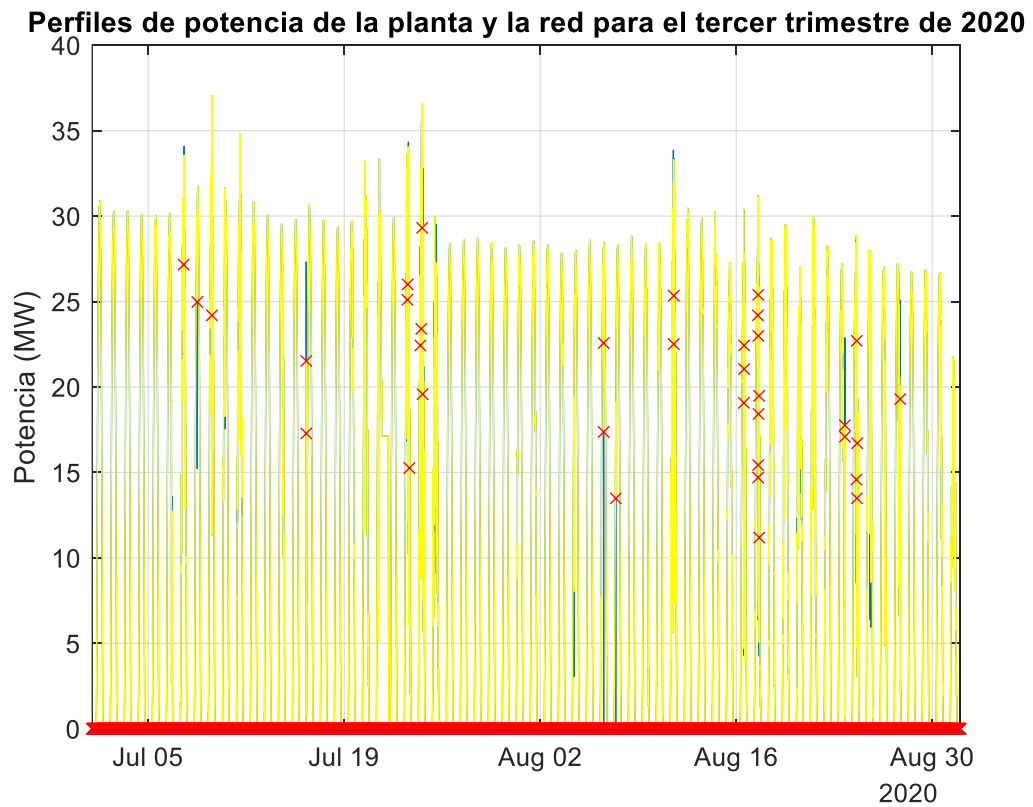


Figura 5.25: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el tercer trimestre de 2020

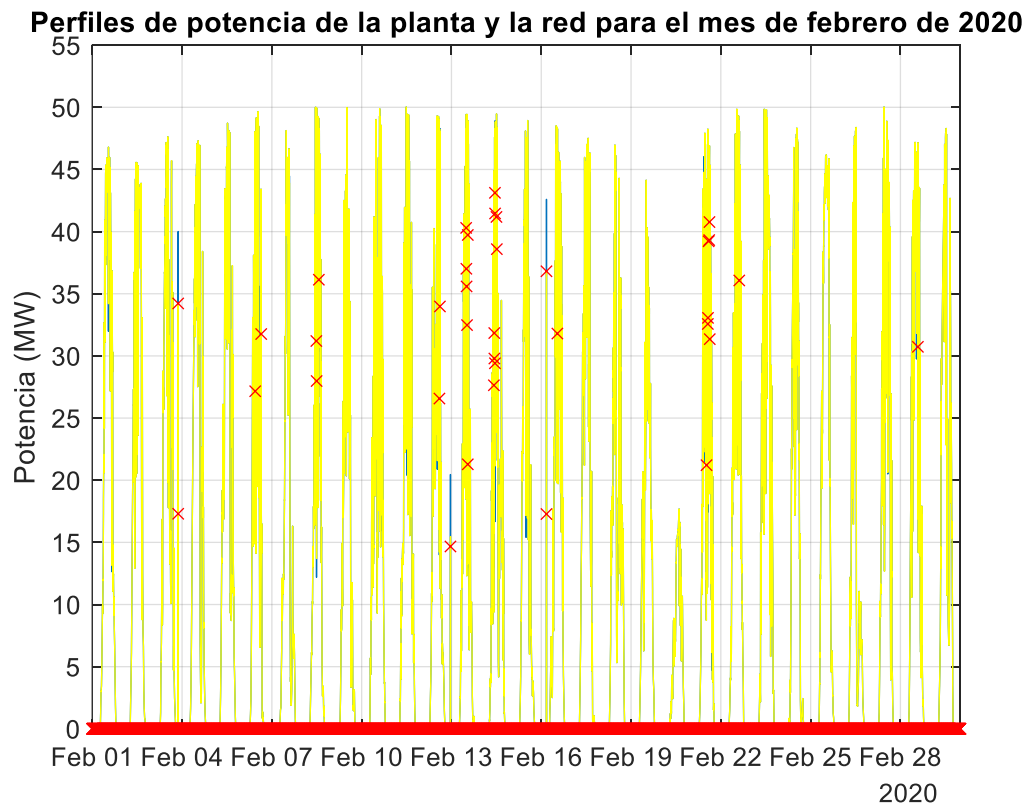


Figura 5.26: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el mes de febrero de 2020

Perfiles de potencia de la planta y la red para el mes de septiembre de 2020

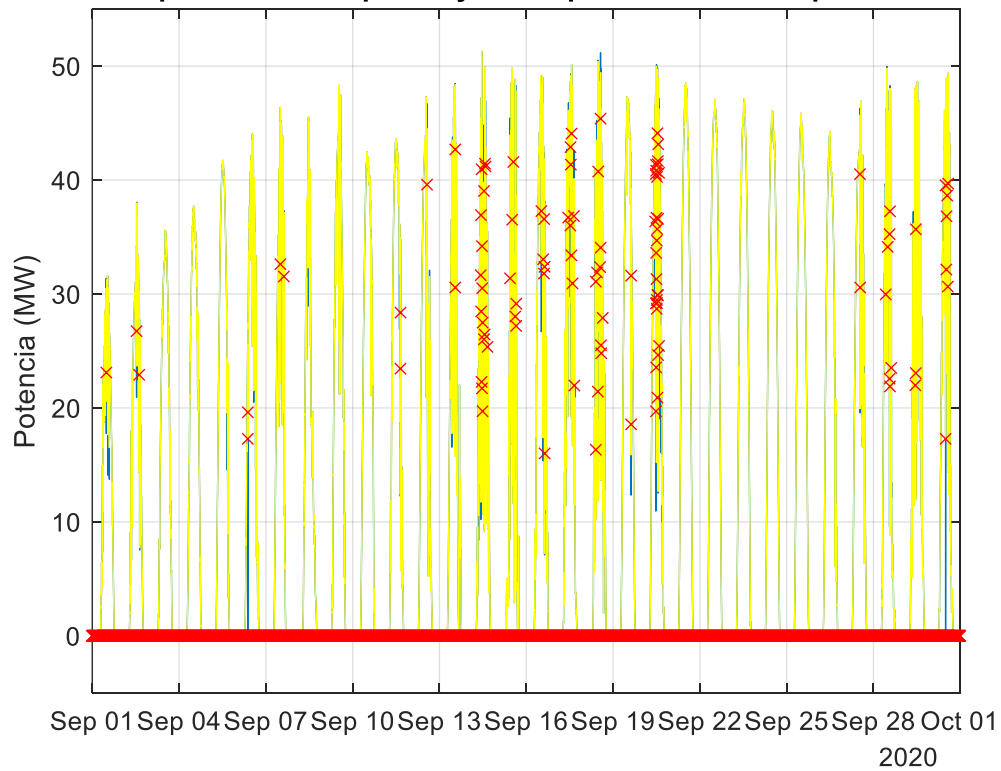


Figura 5.27: Perfil de potencia fotovoltaica producida por la planta solar (azul) y perfil de potencia de la red eléctrica (amarillo) con sus puntos de violación (cruces rojas), una vez implementado el sistema de baterías durante el mes de septiembre de 2020

Ahora se muestra el perfil de potencia (carga-descarga) del sistema de almacenamiento de energía.

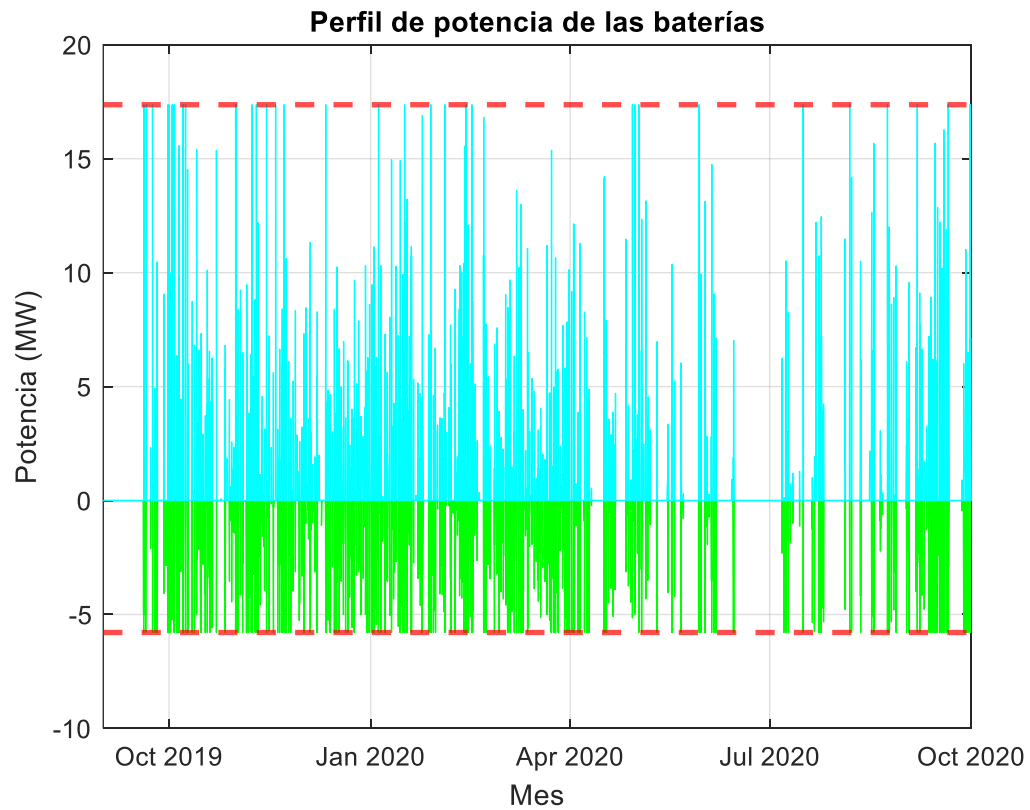


Figura 5.28: Perfil de potencia (carga en verde – descarga en cian) y límite de funcionamiento (rojo) de las baterías de la planta solar durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020

Seguidamente se muestra el estado de carga (SOC) de las baterías:

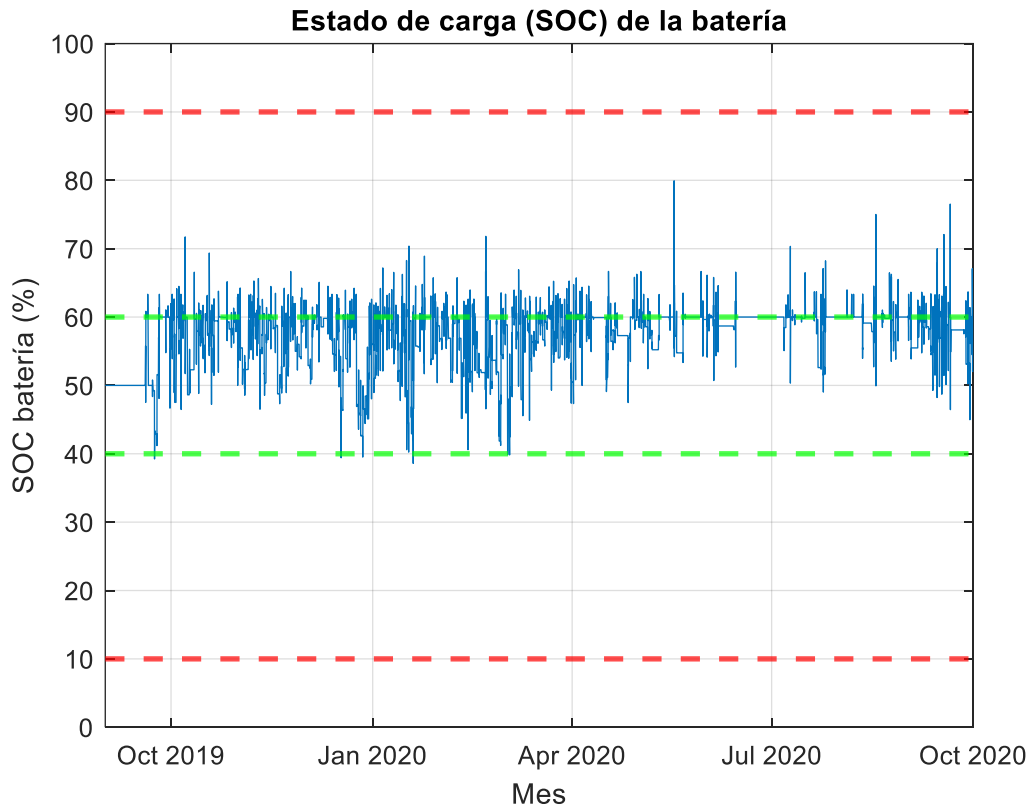


Figura 5.29: Estado de carga de la batería (azul) con sus límites de carga (rojo) y de control (verde) durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020

A continuación, se muestra el análisis en donde se puede ver el gasto ocasionado por la violación de las tasas de rampa antes de la implantación del sistema energético a base de baterías, así como también dicho gasto considerando ambos tipos de baterías (LFP y LTO).

En la Figura 5.30, puede observarse cómo a pesar de que el ahorro en ambos sistemas de baterías (LTO y LFP) es similar, lo cierto es que se produce un pequeño mayor ahorro en las baterías LFP. No obstante, cabe recordar que pese a que dicho ahorro es ligeramente superior en las baterías LFP, lo cierto (y como ya se dijo con anterioridad), es que las baterías LTO tienen siempre menores tiempos de duración de violación de tasa de rampa, y

también presentan un LCOES mínimo más pequeño, y a menor capacidad (menos de la mitad). Por todo esto, se vuelve a corroborar la elección de las baterías LTO para el sistema de almacenamiento energético.

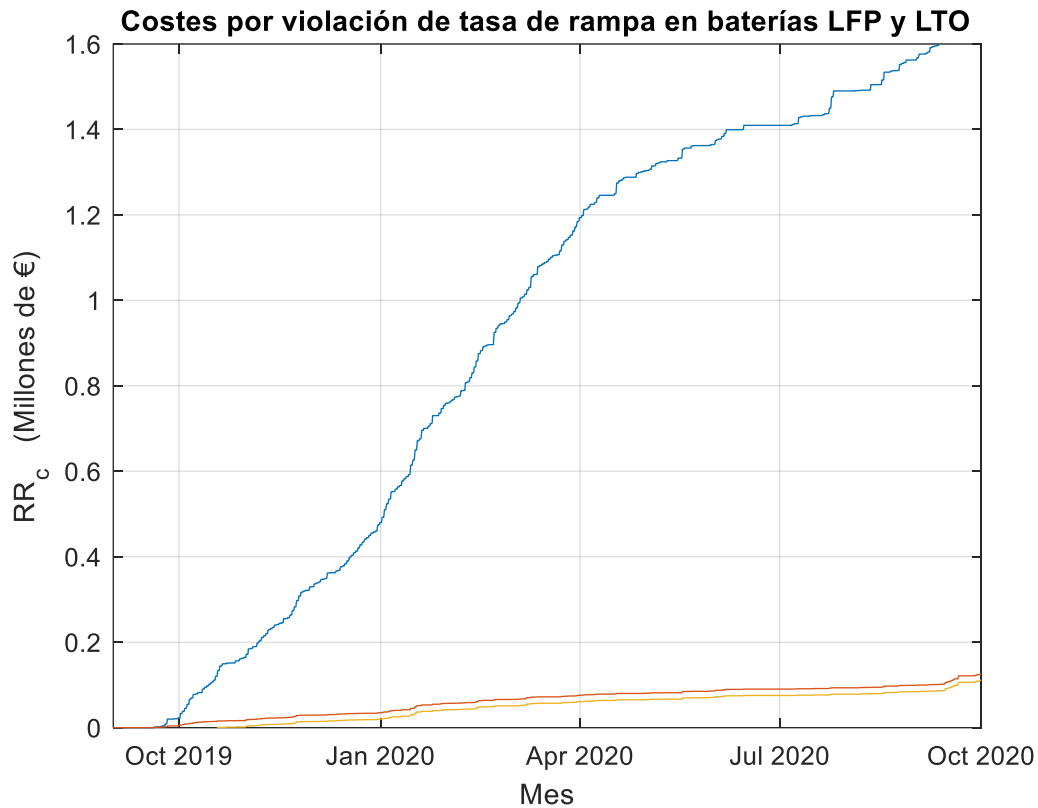


Figura 5.30: Comparación de los gastos ocasionados debido a la violación de las tasas de rampa durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020 en los casos de sin sistema de almacenamiento energético (azul), baterías LTO (naranja) y baterías LFP (amarillo)

A la hora de hablar del LCOES, cabe también mencionar que es interesante comparar su valor con el precio de venta de la energía, ya que si el LCOES no es inferior a dicho valor de venta, el sistema no es rentable. Durante la realización de este proyecto (mayoritariamente durante el primer semestre del año 2022), se ha vivido una situación de gran inestabilidad y crisis energética, así como también en las materias primas. Se han

sufrido grandes subidas de precios en lo referente a los combustibles fósiles (gas, gasoil, etc) y materias primas (cobre, aluminio, etc). En el caso del precio de la energía, este ha sufrido máximos históricos, así como también una gran volatilidad. A fecha de 12 de mayo de 2022, el precio medio de la energía en España se situó en 187,27 €/MWh. Teniendo en cuenta que el LCOES mínimo de las baterías LTO es de 27,91 €/MWh, y el de las baterías LFP es de 28,06 €/MWh, lo cierto es que el sistema sería rentable para ambos tipos de batería, aunque resultaría ser algo más rentable en las baterías LTO ya que su LCOES es algo inferior al de las baterías LFP. Ello corrobora una vez más la elección de las baterías LTO para el sistema de almacenamiento energético.

Para finalizar, se mostrará más en detalle los resultados de haber elegido un sistema de almacenamiento energético compuesto a base de baterías LTO de 3 MWh de capacidad.

A continuación, se puede observar la variación de la tasa de rampa antes y después de la instalación de las baterías. Puede verse claramente cómo se han suavizado de manera muy notoria las fluctuaciones, así como por consiguiente la también reducción de las violaciones de las tasas de rampa permitidas. Para ello, se ha hecho detalle en distintos periodos temporales (año entero, días, trimestres y meses).

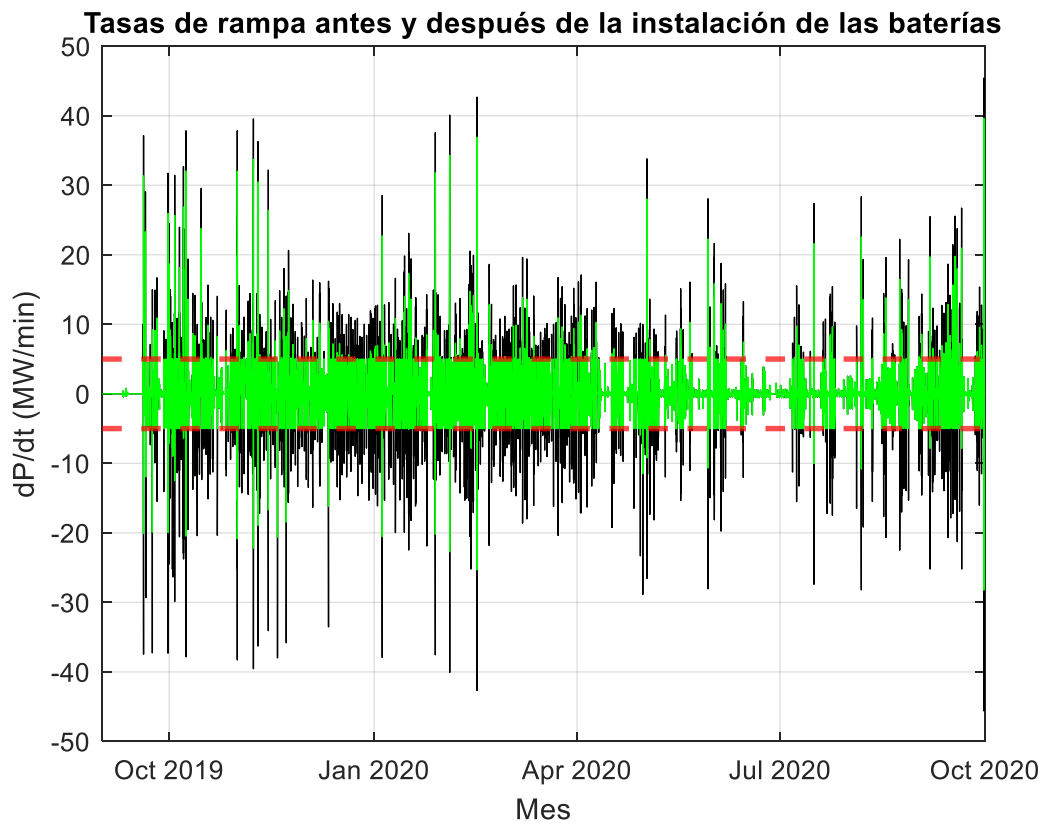


Figura 5.31: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020

Tasas de rampa antes y después de las baterías para el 3 de octubre de 2019

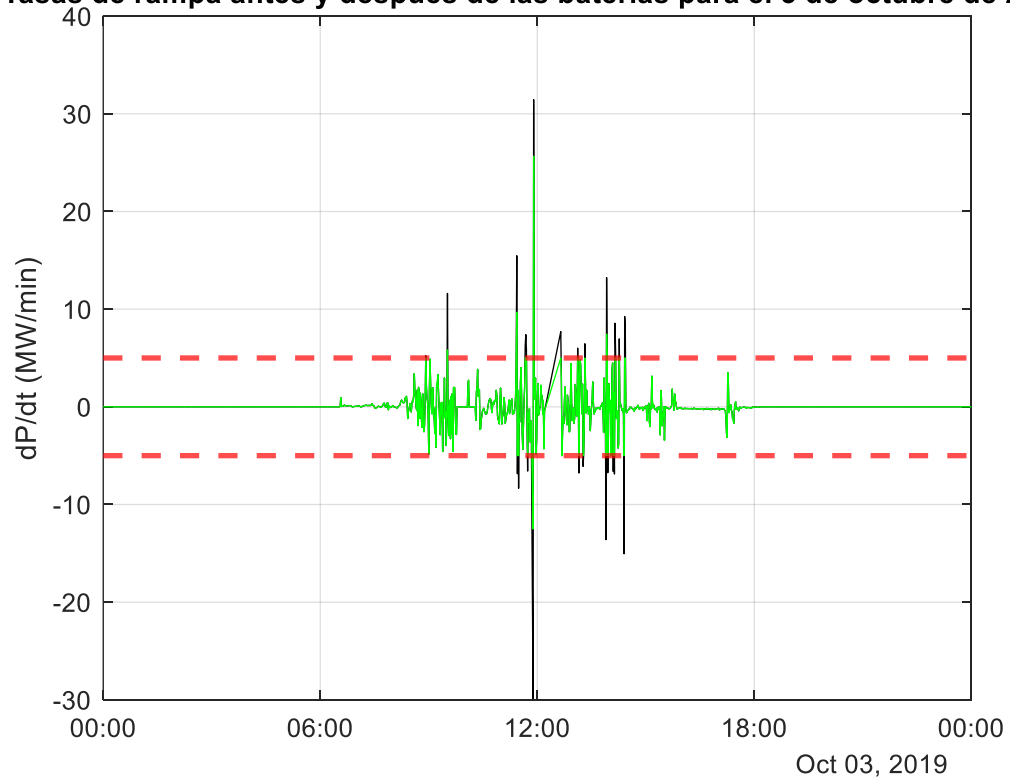


Figura 5.32: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para el 3 de octubre de 2019

Tasas de rampa antes y después de las baterías para el 1 de enero de 2020

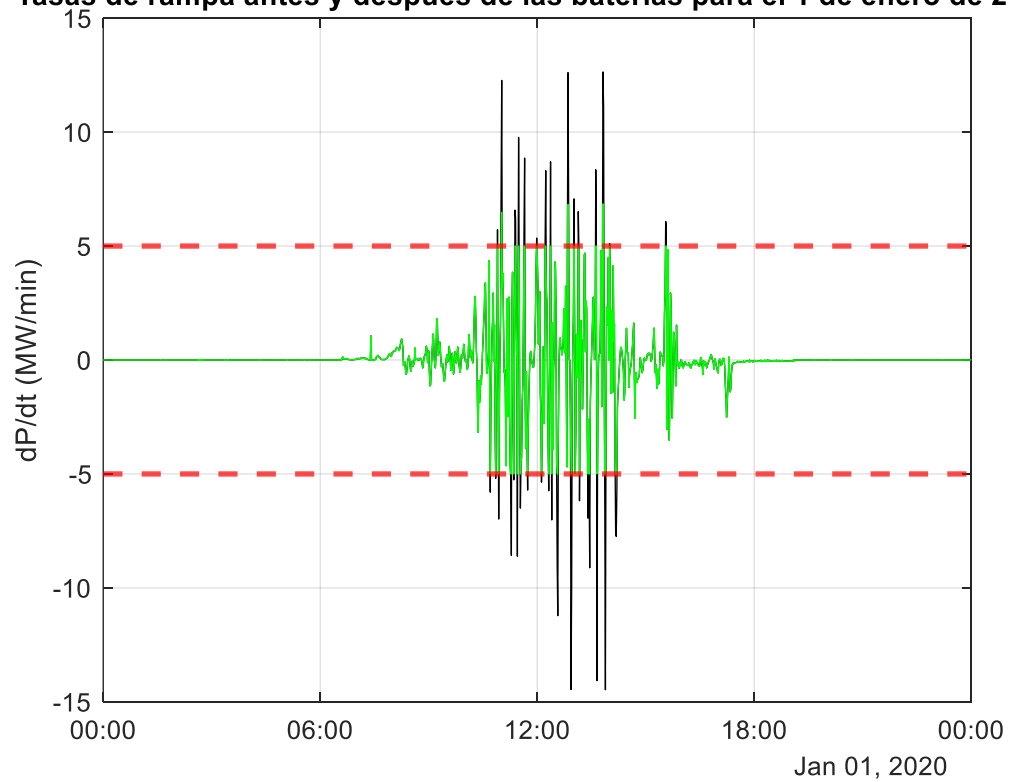


Figura 5.33: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para el 1 de enero de 2020

Tasas de rampa antes y después de las baterías para el 1 de junio de 2020

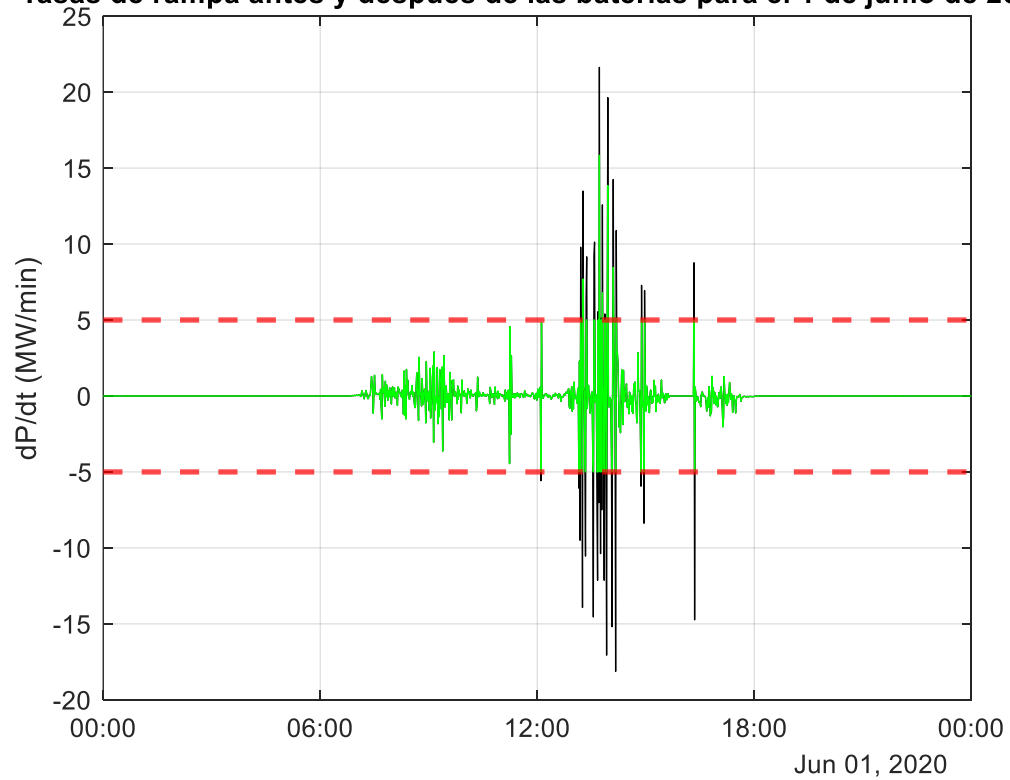


Figura 5.34: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para el 1 de junio de 2020

Tasas de rampa antes y después de las baterías para el 17 de julio de 2020



Figura 5.35: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para el 17 de julio de 2020

Tasas de rampa antes y después de las baterías para el primer trimestre de 202

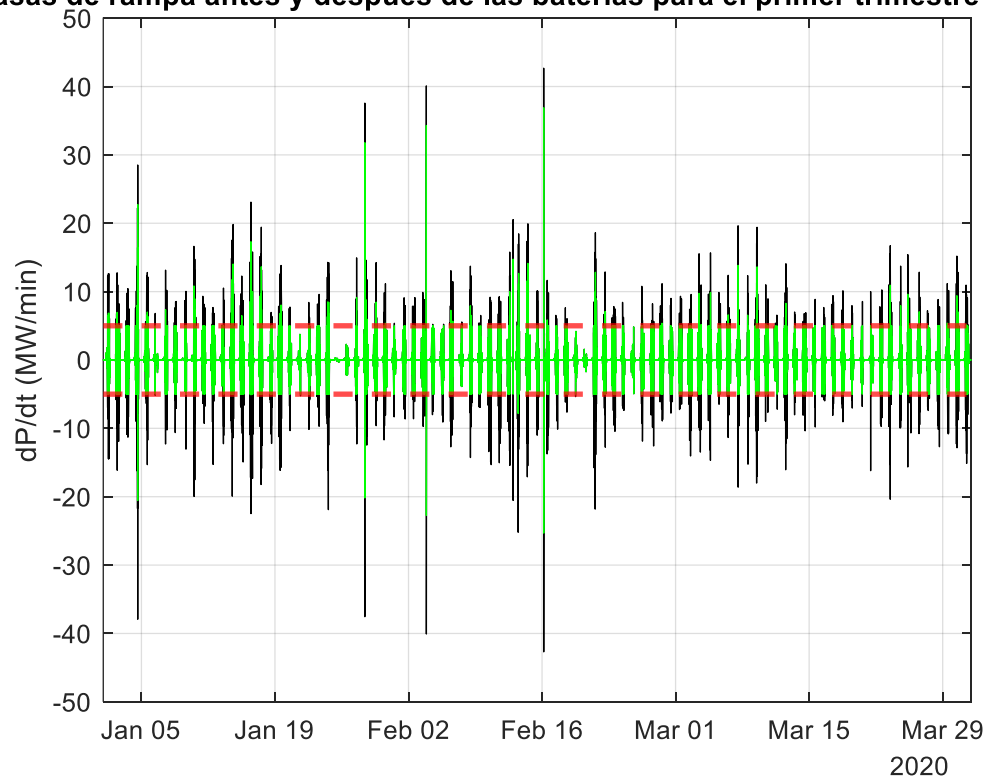


Figura 5.36: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para el primer trimestre de 2020

Tasas de rampa antes y después de las baterías para el tercer trimestre de 2020

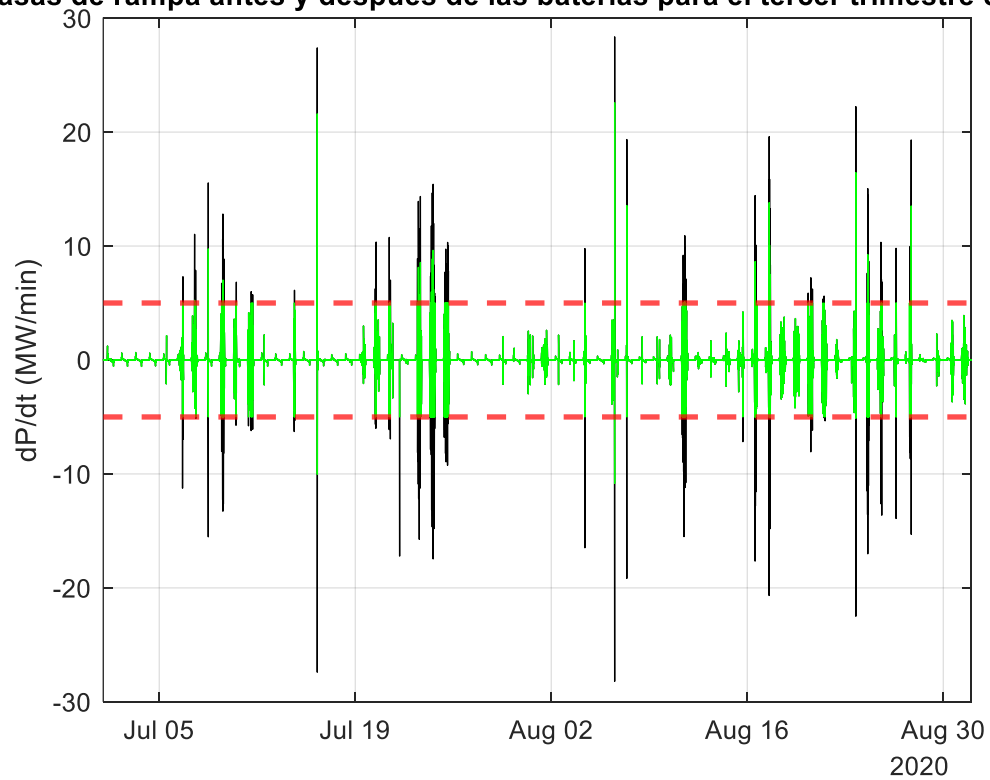


Figura 5.37: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para el tercer trimestre de 2020

Tasas de rampa antes y después de las baterías para el mes de febrero de 2020

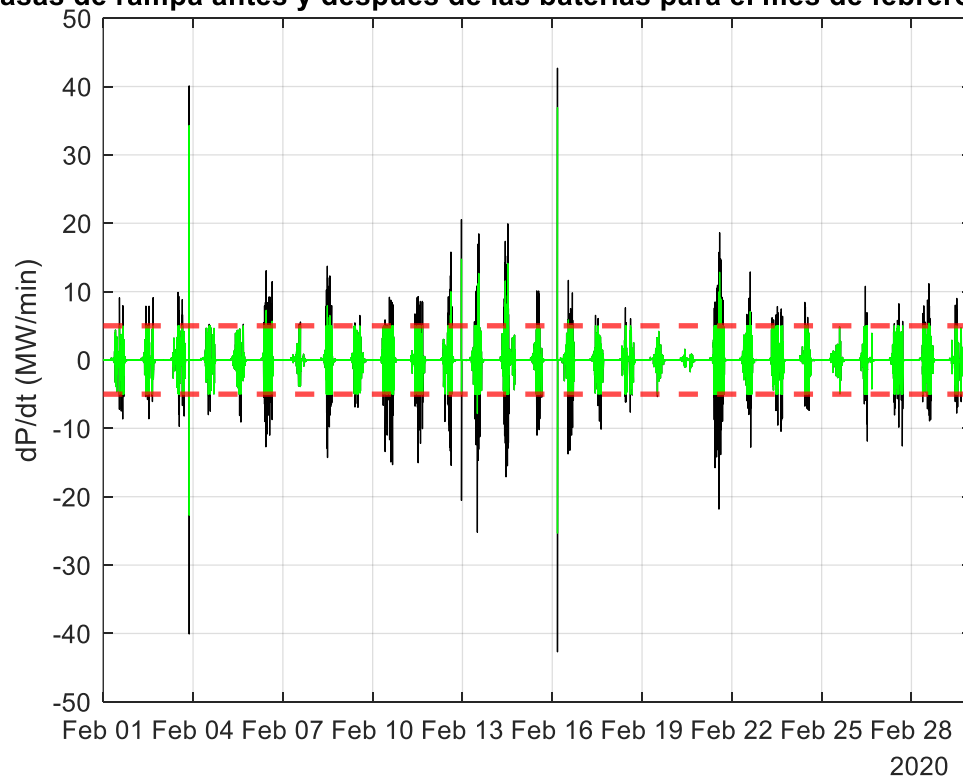


Figura 5.38: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para febrero de 2020

Tasas de rampa antes y después de las baterías para el mes de septiembre de 2020

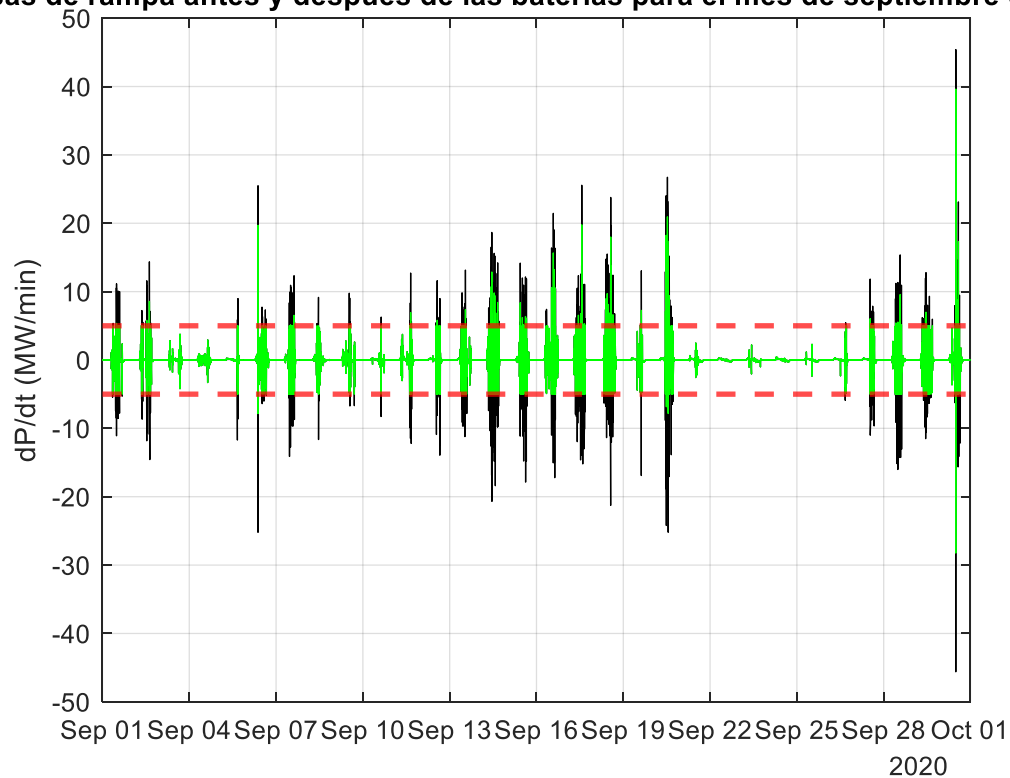


Figura 5.39: Comparación de la tasa de rampa de potencia en la planta solar antes de la instalación de las baterías (negro) y después de dicha instalación (verde) para septiembre de 2020

Seguidamente, en la Figura 5.40, se muestra el ahorro económico que supone la instalación del sistema de baterías. En dicha figura, se puede ver cómo la instalación de las baterías ha supuesto un gran ahorro a causa de la disminución de las violaciones de la tasa de rampa. Previamente a la instalación de las baterías, estos costes por violación de tasa de rampa suponían en torno a 1.500.000 €. Tras la instalación de las baterías, este coste descendió hasta en torno los 100.000 €, lo que supone un ahorro de en torno a 1.400.000 €.

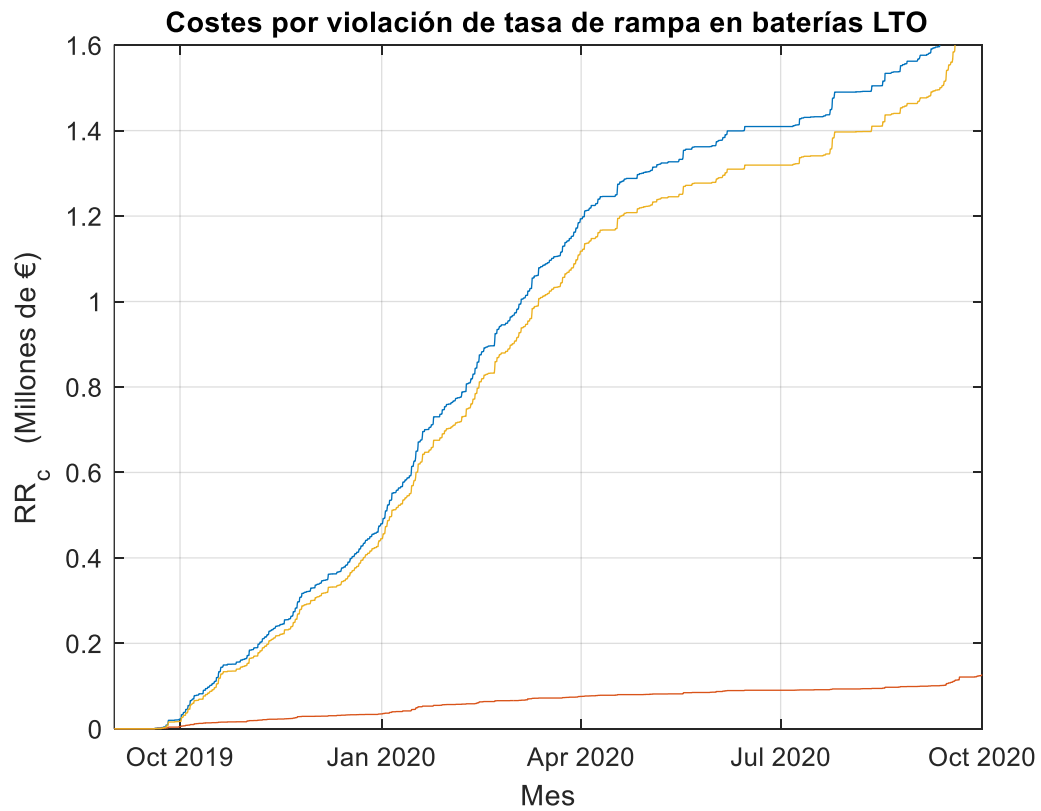


Figura 5.40: Comparación de los gastos ocasionados debido a la violación de las tasas de rampa durante el periodo septiembre 2019 – septiembre 2020 en los casos de sin sistema de almacenamiento energético (azul) y con baterías LTO (naranja), así como el ahorro obtenido a causa de la instalación de las baterías (amarillo) en dicho periodo

6. Conclusiones

Este trabajo ha analizado y estudiado un caso del gran cambio de modelo energético en el que ya estamos presentes. Se han explicado y analizado los hechos que conllevan dicho cambio, llegando a la conclusión de que la integración masiva de energías renovables a todos los niveles del sistema eléctrico, así como una correcta gestión de la red, son aspectos claves para efectuar dicho cambio de modelo de manera correcta. Los sistemas de almacenamiento energético, teniendo un rol clave en ambos aspectos, serán por lo tanto esenciales en los cambios energéticos en los que ya estamos inmersos. Se han detallado y explicado las diferentes formas de almacenamiento energético que existen, así como también las investigaciones y estudios que se están llevando a cabo. De ello se ha podido concluir que pese a que las baterías han sido y son la manera tradicional de sistema de almacenamiento energético, lo cierto es que existen multitud de tecnologías de todo tipo de almacenaje, estando todas ellas en continua mejora y desarrollo. También se ha mostrado la normativa y problemática existente en materia de control de redes eléctricas, haciendo especial hincapié en la que afecta al control de rampas en plantas solares, llegando a la conclusión de que aún queda mucho trabajo por hacer y mejorar en este ámbito. Para finalizar, se ha realizado un estudio de almacenamiento energético para un caso real de una planta solar de 50 MW ubicada en Bolivia. Tras analizar los datos de partida, y realizar el estudio del caso, se ha llegado a la conclusión final de que el sistema óptimo de almacenamiento energético para esta planta sería un sistema de baterías LTO de 3 MWh de capacidad.

7. Trabajos y aplicaciones futuras

Como se ha podido ver a lo largo del desarrollo del trabajo, son muchos los aspectos que aún quedan por desarrollar y mejorar en el ámbito tratado, aspectos que también es cierto que están en continuo cambio. Los más destacados serían los continuos avances que se están realizando en torno a las diferentes tecnologías de almacenamiento. A causa de este desarrollo, los precios y costes de estas tecnologías están también en continuo cambio, encareciéndose aquellas tecnologías nuevas y abaratándose aquellas otras que se están implantando de manera más remarcada. Otras tecnologías asociadas a ellas también se están desarrollando, pudiéndose destacar el caso ya anteriormente mencionado de los sistemas de previsión meteorológica a muy corto plazo. Dichos sistemas mejorarían de manera bastante notable la eficiencia de los sistemas de almacenamiento energético y redes eléctricas en general. También hay que tener en cuenta los cambios normativos que se avecinan en el sector. Otro aspecto también a destacar es la actual crisis energética y de materias primas que estamos viviendo a la fecha de realización de este trabajo. Esta crisis ha afectado de manera muy significativa a la energía y las materias primas que se utilizan en el sector eléctrico y energético, provocando un enorme aumento (pudiéndose calificar de histórico) en el precio de la energía y dichas materias primas. Por todas estas razones, este trabajo podría quedarse obsoleto en poco tiempo, por lo que sería muy interesante realizar los siguientes aspectos en un futuro:

- Incorporar otras formas de almacenamiento energético, siendo interesante el estudio de soluciones híbridas
- Realizar un nuevo estudio cuando se desarrollen más los sistemas de almacenamiento estudiados (baterías LTO y baterías LFP)
- Repetir el estudio una vez que el precio de la energía y las materias primas se estabilice o disminuya
- Incorporar al estudio los sistemas de previsión meteorológica a muy

corto plazo una vez que estos se desarrollen más y/o se incrementen su uso de manera extendida en la red

- Repetir el estudio con otra normativa diferente en materia de rampa de potencia
- Repetir el estudio cuando se produzcan cambios normativos
- Realizar el estudio con plantas solares más pequeñas y/o más grandes, así como también una combinación de ellas dentro de un gran espacio geográfico
- Combinación de todas las propuestas

8. Bibliografía

- [1] «SMARTGRIDSINFO,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.smartgridsinfo.es/2018/09/14/perspectivas-sobre-transicion-energetica-2050-informe-dnv-gl>. [Último acceso: 28 Diciembre 2021].
- [2] C. D. y. M. Planelles, «El País,» 2017. [En línea]. Available: https://elpais.com/economia/2017/11/14/actualidad/1510661591_352717.html. [Último acceso: 28 Diciembre 2021].
- [3] «Comisión Europea,» [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework_es. [Último acceso: 28 Diciembre 2021].
- [4] «Comisión Europea,» [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_es. [Último acceso: 28 Diciembre 2021].
- [5] «Historia de la ciencia del cambio climático,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Historia_de_la_ciencia_del_cambio_clim%C3%A1tico. [Último acceso: 29 Diciembre 2021].
- [6] A. A. Guezala, «La Vanguardia,» 5 Noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.lavanguardia.com/natural/20211104/7838494/logros-cumbres-clima-pmv.html>. [Último acceso: 29 Diciembre 2021].
- [7] M. Planelles, «El País,» 11 Diciembre 2019. [En línea]. Available: https://elpais.com/sociedad/2019/12/11/actualidad/1576067729_875194.html. [Último acceso: 29 Diciembre 2021].
- [8] M. Planelles, «El País,» 12 Diciembre 2016. [En línea]. Available: https://elpais.com/economia/2016/12/09/actualidad/1481294305_673780.html. [Último acceso: 29 Diciembre 2021].
- [9] R. Roca, «El Periódico de la Energía,» 16 Enero 2020. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/2019-el-ano-verde-por-excelencia-de-la-ultima-decada-mas-renovables-menos-carbon-y-record-de-menos-emisiones/>. [Último acceso: 29 Diciembre 2021].
- [10] «Instituto del Medio Ambiente,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.idma.cl/2018/06/06/situacion-global-de-las-energias-renovables/>. [Último acceso: 29 Diciembre 2021].
- [11] T. Tsanova, «Renewables Now,» 5 Septiembre 2017. [En línea]. Available: <https://renewablesnow.com/news/renewables-produce-85-of-global-power-nearly-50-of-energy-in-2050-582235/>. [Último acceso: 29 Diciembre 2021].
- [12] «energética,» 1 Junio 2020. [En línea]. Available: <https://energetica21.com/noticia/mas-de>

- 780-millones-de-personas-viven-actualmente-sin-electricidad-en-el-mundo. [Último acceso: 29 Diciembre 2021].
- [13] C. Sánchez, «EnergyNews,» 23 Octubre 2017. [En línea]. Available: <https://www.energynews.es/el-acceso-universal-a-la-energia-posible-en-2030/>. [Último acceso: 29 Diciembre 2021].
- [14] J. G. Navarro, «ABC,» 2 Noviembre 2021. [En línea]. Available: https://www.abc.es/economia/abci-cierre-gasoducto-magreb-cuestiona-seguridad-suministro-espana-202110280115_noticia.html. [Último acceso: 29 Diciembre 2021].
- [15] «REE - Seguimiento de la demanda de energía eléctrica,» [En línea]. Available: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/total>. [Último acceso: 30 Diciembre 2021].
- [16] «Transmisión de energía eléctrica,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Transmisi%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica. [Último acceso: 30 Diciembre 2021].
- [17] «HelioEsfera,» 3 Marzo 2021. [En línea]. Available: <https://www.helioesfera.com/que-son-los-smart-grids/>. [Último acceso: 30 Diciembre 2021].
- [18] «ResearchGate,» Diciembre 2012. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/figure/From-traditional-power-grid-to-future-smart-grid_fig1_287579961. [Último acceso: 12 Enero 2022].
- [19] «Energía solar,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar. [Último acceso: 12 Enero 2022].
- [20] «La Pimienta,» [En línea]. Available: <https://www.proyectolapimienta.com/proyecto-la-pimienta/operacion-mantenimiento/>. [Último acceso: 12 Enero 2022].
- [21] «Instalaciones Termosolares para la Producción de Agua Caliente Sanitaria (A.C.S.),» [En línea]. Available: <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn188.html>. [Último acceso: 12 Enero 2022].
- [22] «remica,» [En línea]. Available: <https://remicaserviciosenergeticos.es/blog/esquema-instalacion-solar-termica/>. [Último acceso: 12 Enero 2022].
- [23] «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>. [Último acceso: 12 Enero 2022].
- [24] «Comunicae,» 23 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.comunicae.es/nota/reducir-la-factura-electrica-con-autoconsumo-1126706/>. [Último acceso: 12 Enero 2022].
- [25] «MAPFRE Global Risks,» [En línea]. Available: <https://www.mapfreglobalrisks.com/gerencia-riesgos-seguros/articulos/energias-renovables-tendencias-en-latinoamerica/>. [Último acceso: 14 Enero 2022].
- [26] «DW,» [En línea]. Available: <https://www.dw.com/es/am%C3%A9rica-latina-avanza-en-el->

despliegue-de-las-energ%C3%ADas-renovables/a-58021010. [Último acceso: 14 Enero 2022].

- [27] «Bloomberg,» 18 Diciembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.bloomberg.com/latam/blog/la-energia-eolica-y-solar-seran-la-mitad-de-la-capacidad-instalada-de-1tw-que-tendra-america-latina-en-el-2050-y-supliran-la-mayor-parte-de-la-nueva-demanda/>. [Último acceso: 14 Enero 2022].
- [28] «La energía solar en América Latina: más que una promesa,» [En línea]. Available: <https://www.dw.com/es/la-energ%C3%ADa-solar-en-am%C3%A9rica-latina-m%C3%A1s-que-una-promesa/a-15838172>. [Último acceso: 14 Enero 2022].
- [29] «PVGIS,» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR. [Último acceso: 14 Enero 2022].
- [30] M. H. Fernández, «ResearchGate,» [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Figura-3-Mapa-de-Radiacion-Solar-Media-Anual-para-Bolivia-kWh-m2-dia-Fuente-Elaborado_fig2_316636306. [Último acceso: 14 Enero 2022].
- [31] «Sector eléctrico en Bolivia,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Sector_el%C3%A9ctrico_en_Bolivia#Frecuencia_y_duraci%C3%B3n_de_las_interrupciones. [Último acceso: 17 Enero 2022].
- [32] «Fundación Solón,» 16 Octubre 2019. [En línea]. Available: <https://fundacionsolon.org/2019/10/16/energia-solar-crecimiento-marginal/#:~:text=Hasta%20septiembre%20de%202019%2C%20Bolivia,plantas%20suma%20120%2C%20MW>. [Último acceso: 17 Enero 2022].
- [33] «ENDE GUARACACHI,» 2022. [En línea]. Available: <http://guaracachi.com.bo/index.php/proyectos/proyectos-en-proceso/73-proyecto-planta-solar-riberalta-guayamerin>. [Último acceso: 17 Enero 2022].
- [34] A. Gil, «El Orden Mundial,» 9 Marzo 2021. [En línea]. Available: <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/grandes-productores-energia-solar-mundo/>. [Último acceso: 17 Enero 2022].
- [35] «Proyectos de Desarrollo Sostenible,» [En línea]. Available: <https://www.pdsostenible.com/autoconsumo/esquema-basico-de-una-central-fotovoltaica/>. [Último acceso: 18 Enero 2022].
- [36] «ENDEF Solar Solutions,» [En línea]. Available: <https://endef.com/tipos-de-instalaciones-solares-fotovoltaicas-como-encontrar-la-ideal-para-mi/>. [Último acceso: 18 Enero 2022].
- [37] F. Sánchez-Cascado, «Autoconsumo solar fotovoltaico,» 22 Enero 2019. [En línea]. Available: <https://www.tiovivocreativo.com/blog/arquitectura/autoconsumo-solar-fotovoltaico/>. [Último acceso: 18 Enero 2022].
- [38] «SACLIMA Solar Fotovoltaica,» [En línea]. Available: <http://www.saclimafotovoltaica.com/energia-solar/instalacion-de-autoconsumo-con-acumulacion/>. [Último acceso: 18 Enero 2022].

- [39] «ENERGÍAS RENOVABLES,» 24 Enero 2020. [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/movilidad/coche-electrico-de-dia-bateria-para-alimentar-20200124>. [Último acceso: 18 Enero 2022].
- [40] W. Diplakiz, «Ondas y Partículas,» [En línea]. Available: <https://ondasyparticulas.com/2020/03/07/que-es-el-efecto-fotoelectrico/>. [Último acceso: 18 Enero 2022].
- [41] C. Julián, «Ingtelecto,» [En línea]. Available: <https://ingtelecto.com/teoria-de-la-union-pn/>. [Último acceso: 19 Enero 2022].
- [42] «AutoSolar,» 19 Abril 2015. [En línea]. Available: <https://autosolar.es/blog/placas-fotovoltaicas/que-es-el-silicio-monocristalino>. [Último acceso: 19 Enero 2022].
- [43] «El portal de las energías,» [En línea]. Available: <https://tipos-de-energia.com/paneles-solares/celulas-de-silicio-policristalino-produccion-y-caracteristicas/>. [Último acceso: 19 Enero 2022].
- [44] «Célula de silicio amorfo,» [En línea]. Available: <http://materialfotovoltaico.com.mx/tecnologias/c%C3%A9lula-de-silicio-amorfo.html>. [Último acceso: 19 Enero 2022].
- [45] A. Muñoz, «solarfam,» 11 Junio 2020. [En línea]. Available: <https://solarfam.com/tecnologias-y-tipologias-de-paneles-fotovoltaicos/>. [Último acceso: 19 Enero 2022].
- [46] «CAMBIO ENERGÉTICO,» [En línea]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/blog/celulas-solares-perovskita/#:~:text=Las%20c%C3%A9lulas%20solares%20de%20perovskita%20son%20un%20tipo%20de%20c%C3%A9lula,de%20materiales%20artificiales%20llamados%20perovskitas.&text=Estas%20c%C3%BAltimas%20tienen%20una>. [Último acceso: 19 Enero 2022].
- [47] «Célula fotovoltaica multiunión,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%A9lula_fotovoltaica_multiuni%C3%B3n. [Último acceso: 19 Enero 2022].
- [48] «AutoSolar,» 9 Agosto 2018. [En línea]. Available: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/la-curva-de-intensidad-voltaje-y-la-de-potencia-voltaje-de-un-panel-solar-el-papel-del-regulador-de-carga>. [Último acceso: 20 Enero 2022].
- [49] «Energetika,» [En línea]. Available: <http://www.energetika.com.ar/Curva%20I-V.html>. [Último acceso: 20 Enero 2022].
- [50] «Ingelibre,» 9 Noviembre 2014. [En línea]. Available: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>. [Último acceso: 20 Enero 2022].
- [51] «Atersa,» [En línea]. Available: <https://atersa.shop/diferencias-entre-los-reguladores-de-carga-solar-pwm-y-mppt/>. [Último acceso: 20 Enero 2022].

- [52] «DGIT,» 15 Noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://es.dgitreducer.com/article/solar-tracker-i00019i1.html>. [Último acceso: 20 Enero 2022].
- [53] «laenergiasolar.org,» [En línea]. Available: <https://www.laenergiasolar.org/energia-fotovoltaica/seguidor-solar/>. [Último acceso: 20 Enero 2022].
- [54] A. Escobar, C. Torres y R. Hincapie, «Conexión de un sistema fotovoltaico a la red eléctrica,» Abril 2010. [En línea]. Available: <https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fdia.net.unirioja.es%2Fdescarga%2Farticulo%2F4548810.pdf&psig=AOvVaw37hSasocKh7kPnPSESEyn4&ust=1647436413026000&source=images&cd=vfe&ved=2ahUKEwjMweOCmcj2AhVdhP0HHTWhBCIQ3YkBeqQIABAL>. [Último acceso: 15 Marzo 2022].
- [55] «Inversores de conexión a red,» [En línea]. Available: https://www.calculosolar.com/curso/6.2_teoría.html. [Último acceso: 15 Marzo 2022].
- [56] A. Pini, «Digi-Key Electronics,» 17 Septiembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.digkey.com/es/articles/fundamentals-understand-the-characteristics-of-capacitor-types>. [Último acceso: 16 Marzo 2022].
- [57] P. D. Baizán, «ResearchGate,» Noviembre 2016. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Figura-16-Esquema-de-una-bateria-de-flujo-redox_fig2_324840398. [Último acceso: 16 Marzo 2022].
- [58] «Bobina de inducción,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Bobina_de_inducci%C3%B3n. [Último acceso: 16 Marzo 2022].
- [59] *Apuntes "Energías renovables" Escuela Politécnica de Ingeniería de Gijón, 2016.*
- [60] L. Ojea, «El Periódico de la Energía,» 10 Junio 2017. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-volante-de-inercia-quiere-liderar-el-mercado-de-almacenamiento-de-energia-renovable/>. [Último acceso: 17 Marzo 2022].
- [61] J. Martí, «PRINCIPIA: Centrales hidroeléctricas reversibles,» 4 Febrero 2020. [En línea]. Available: <https://principia.es/centrales-hidroelectricas-reversibles/>. [Último acceso: 17 Marzo 2022].
- [62] «SERVIAIRE,» [En línea]. Available: <https://www.serviaire.com/almacenamiento-de-energia-por-aire-comprimido/>. [Último acceso: 17 Marzo 2022].
- [63] «World Energy Trade,» 14 Noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/investigacion/suiza-desarrolla-torre-de-energia-de-cemento>. [Último acceso: 17 Marzo 2022].
- [64] «Ventajas y desventajas de las baterías de plomo ácido y litio,» 15 Mayo 2021. [En línea]. Available: <https://vtpower.es/blog/2021/05/15/ventajas-y-desventajas-de-las-baterias-de-plomo-acido-y-litio/>. [Último acceso: 18 Marzo 2022].
- [65] «Ciyi Battery,» [En línea]. Available: <http://www.ciyibattery.com/>. [Último acceso: 18 Marzo 2022].

- [66] D. Clavero, «Eléctricos,» 29 Noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.diariomotor.com/electricos/tecnologia/toyota-nuevas-baterias-nimh/>. [Último acceso: 18 Marzo 2022].
- [67] «Batería de níquel-cadmio,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa_de_n%C3%ADquel-cadmio. [Último acceso: 18 Marzo 2022].
- [68] L. González, «Forococheeléctricos,» 11 Julio 2021. [En línea]. Available: <https://forococheelectricos.com/2013/05/vida-y-muerte-de-una-bateria-de-ion-2.html>. [Último acceso: 18 Marzo 2022].
- [69] «Cosas de Ingeniería,» [En línea]. Available: <https://cosasdeingenieria.com/esp/item/320/bateria-de-polimero-de-litio-li-po-850mah-37v>. [Último acceso: 18 Marzo 2022].
- [70] «Molten-salt battery,» [En línea]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Molten-salt_battery. [Último acceso: 21 Marzo 2022].
- [71] «DS New Energy,» 15 Noviembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.dsolar.com/info/redox-flow-battery-for-solar-pv-5127790.html>. [Último acceso: 21 Marzo 2022].
- [72] P. García, «SoyMotor,» 22 Junio 2019. [En línea]. Available: <https://soymotor.com/coches/articulos/pila-combustible-hidrogeno-funcionamiento-965443>. [Último acceso: 21 Marzo 2022].
- [73] «ENERSTAR,» [En línea]. Available: <https://www.enerstar.es/ver/179/Centrales-Solares-Termoel%C3%A9ctricas-CSP.html>. [Último acceso: 21 Marzo 2022].
- [74] «Protermo Solar,» 25 Mayo 2021. [En línea]. Available: <https://www.protermosolar.com/nueva-ley-de-cambio-climatico-que-confirma-los-objetivos-del-pniec/>. [Último acceso: 21 Marzo 2022].
- [75] «Actitud Ecológica,» 22 Febrero 2018. [En línea]. Available: <https://actitudecologica.com/almacenamiento-de-energia-mucho-mas-baterias/>. [Último acceso: 21 Marzo 2022].
- [76] «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» 1 Febrero 2018. [En línea]. Available: [https://www.boe.es/eli/es/res/2018/02/01/\(3\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2018/02/01/(3)). [Último acceso: 23 Marzo 2022].
- [77] D. Velasco, C. Trujillo y J. Hernández, «Algoritmo de detección en modo isla de un inversor,» [En línea]. Available: <http://www.scielo.org.co/pdf/rlsi/v10n1/v10n1a07.pdf>. [Último acceso: 23 Marzo 2022].
- [78] «Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» 1 Agosto 2020. [En línea]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-8965. [Último acceso: 25 Marzo 2022].

- [79] Q. Zheng, J. Li, X. Ai, J. Wen y J. Fang, «Overview of grid codes for photovoltaic integration,» [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8245501/references#references>. [Último acceso: 25 Marzo 2022].
- [80] J. Bolinaga, «El Vocero de Puerto Rico,» 4 Marzo 2022. [En línea]. Available: https://www.elvocero.com/opinion/columnas/energ-a-renovable-eje-de-crecimiento-economico-en-puerto-rico/article_f690a038-9b57-11ec-a3d7-f3a4fe75c2eb.html. [Último acceso: 25 Marzo 2022].
- [81] J. Marcos, I. d. I. Parra, E. Cirés, G. Wang, M. García y L. Marroyo, «Ramp-rate control in large PV plants: Battery vs. Short-Term forecast,» [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8515644>. [Último acceso: 28 Marzo 2022].
- [82] R. v. Haaren, M. Morjaria y V. Fthenakis, «Utility scale PV plant variability and energy storage for ramp rate control,» [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6744304>. [Último acceso: 29 Marzo 2022].
- [83] X. Wang y M. Yue, «Capacity specification for hybrid energy storage system to accommodate fast PV fluctuations,» [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7286128>. [Último acceso: 30 Marzo 2022].
- [84] S. Essakiappan, M. Manjrekar, J. Enslin, J. Ramos-Ruiz, P. Enjeti y P. Garg, «A utility scale battery energy storage system for intermittency mitigation in multilevel medium voltage photovoltaic system,» [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7309669>. [Último acceso: 31 Marzo 2022].
- [85] V. Salehi y B. Radibratovic, «Ramp rate control of photovoltaic power plant output using energy storage devices,» [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6938985>. [Último acceso: 6 Abril 2022].
- [86] M. Lave, J. Kleissl, A. Ellis y F. Mejía, «Simulated PV power plant variability: Impact of utility-imposed ramp limitations in Puerto Rico,» [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6744495>. [Último acceso: 10 Abril 2022].
- [87] «Jinko Solar,» [En línea]. Available: <https://www.jinkosolar.com/en>. [Último acceso: 11 Abril 2022].
- [88] «SMA,» [En línea]. Available: <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-central-2200-2475-2500-ev-2750-ev-3000-ev.html#c457347>. [Último acceso: 12 Abril 2022].
- [89] «IRENA,» [En línea]. Available: <https://www.irena.org/>. [Último acceso: 28 Abril 2022].
- [90] «Comisión Europea,» [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/info/index_es. [Último acceso: 28 Abril 2022].
- [91] «IRENA,» Octubre 2017. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>. [Último acceso: 28 Abril 2022].

[92] «Oficina de Publicaciones de la Unión Europea,» Diciembre 2014. [En línea]. Available: <https://op.europa.eu/es/publication-detail/-/publication/120c6fcc-3841-4596-9256-4fd709c49ae4>. [Último acceso: 28 Abril 2022].