

ADVERTIMENT. La consulta d'aquesta tesi queda condicionada a l'acceptació de les següents condicions d'ús: La difusió d'aquesta tesi per mitjà del servei TDX (www.tesisenxarxa.net) ha estat autoritzada pels titulars dels drets de propietat intel·lectual únicament per a usos privats emmarcats en activitats d'investigació i docència. No s'autoritza la seva reproducció amb finalitats de lucre ni la seva difusió i posada a disposició des d'un lloc aliè al servei TDX. No s'autoritza la presentació del seu contingut en una finestra o marc aliè a TDX (framing). Aquesta reserva de drets afecta tant al resum de presentació de la tesi com als seus continguts. En la utilització o cita de parts de la tesi és obligat indicar el nom de la persona autora.

ADVERTENCIA. La consulta de esta tesis queda condicionada a la aceptación de las siguientes condiciones de uso: La difusión de esta tesis por medio del servicio TDR (www.tesisenred.net) ha sido autorizada por los titulares de los derechos de propiedad intelectual únicamente para usos privados enmarcados en actividades de investigación y docencia. No se autoriza su reproducción con finalidades de lucro ni su difusión y puesta a disposición desde un sitio ajeno al servicio TDR. No se autoriza la presentación de su contenido en una ventana o marco ajeno a TDR (framing). Esta reserva de derechos afecta tanto al resumen de presentación de la tesis como a sus contenidos. En la utilización o cita de partes de la tesis es obligado indicar el nombre de la persona autora.

WARNING. On having consulted this thesis you're accepting the following use conditions: Spreading this thesis by the TDX (www.tesisenxarxa.net) service has been authorized by the titular of the intellectual property rights only for private uses placed in investigation and teaching activities. Reproduction with lucrative aims is not authorized neither its spreading and availability from a site foreign to the TDX service. Introducing its content in a window or frame foreign to the TDX service is not authorized (framing). This rights affect to the presentation summary of the thesis as well as to its contents. In the using or citation of parts of the thesis it's obliged to indicate the name of the author

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
DEPARTAMENT D'ENGINYERIA ELÈCTRICA



Departament d'Enginyeria Elèctrica



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

Tesis Doctoral

Aportaciones al modelado de la generación fotovoltaica para la planificación de la red de distribución

Autor: **Miquel Ramón Marín**

Directores: **Andreas Sumper**
Roberto Villafáfila Robles

Barcelona, Septiembre 2012

Universitat Politècnica de Catalunya
Departament d'Enginyeria Elèctrica
Av. Diagonal, 647. Pl. 2
08028 Barcelona

Copyright © Miquel Ramón Marín, 2012

Primera impresión, Septiembre 2012



Acta de qualificació de tesi doctoral

Curs acadèmic:

Nom i cognoms

DNI / NIE / Passaport

Programa de doctorat

Unitat estructural responsable del programa

Resolució del Tribunal

Reunit el Tribunal designat a l'efecte, el doctorand / la doctoranda exposa el tema de la seva tesi doctoral titulada

Acabada la lectura i després de donar resposta a les qüestions formulades pels membres titulars del tribunal, aquest atorga la qualificació:

APTA/E NO APTA/E

(Nom, cognoms i signatura)		(Nom, cognoms i signatura)	
President/a		Secretari/ària	
(Nom, cognoms i signatura)	(Nom, cognoms i signatura)	(Nom, cognoms i signatura)	(Nom, cognoms i signatura)
Vocal	Vocal	Vocal	Vocal

_____, _____ d'/de _____ de _____

El resultat de l'escrutini dels vots emesos pels membres titulars del tribunal, efectuat per l'Escola de Doctorat, a instància de la Comissió de Doctorat de la UPC, atorga la MENCIÓ CUM LAUDE:

SI NO

(Nom, cognoms i signatura)	(Nom, cognoms i signatura)
Presidenta de la Comissió de Doctorat	Secretària de la Comissió de Doctorat

Barcelona, _____ d'/de _____ de _____

A Ana, la meva dona, sense la qual no seria qui soc.
Un home de noble cor anirà molt lluny, guiat per la paraula gentil de una dona. Johann Wolfgang Goethe
Amar no es nomès estimar, es sobre tot, comprendre. Françoise Sagan

Agradecimientos

Agradezco en primer lugar y muy especialmente a Andreas Sumper su paciencia y dedicación a la resolución de todo tipo de dudas, consiguiendo el milagro de que el maremágnum de ideas y trabajos desarrollados se convirtieran en aportaciones estructuradas e inteligibles por terceros. También le agradezco, junto a Roberto Villafáfila, la precisión y exigencia en los planteamientos, que han hecho esta tesis posible. Y en definitiva, les agradezco a ambos la formación de un equipo de trabajo que ha sido un placer compartir, y en el que he podido aprender de ellos, permitiendo la evolución de un técnico de red hacia el conocimiento científico.

Agradezco al Servei Meteorològic de Catalunya y a ENDESA los datos utilizados, y en ENDESA en particular a Víctor Albet, Julià Ferrer, Alfons Collazo y Julio Garcia, la transmisión de una herencia eléctrica catalana, de una tradición técnica de muchos años, la sabiduría de la cual he intentado integrar a mi quehacer diario en todo lo posible y de la que, modestamente, me siento heredero. También agradezco a Carlos J. Muñoz, Javier Pascual, M^a Jesús Díaz y el resto de mis compañeros de planificación la transmisión del conocimiento sobre las peculiaridades de la red de media y baja tensión.

Agradezco a la Cátedra Endesa Red de Innovación Energética (CERIEN) y a su Director, Antoni Sudrià, así como a sus integrantes y compañeros por parte de Endesa, Oriol Castells, Francisco Diestro y Joan I. Frau, así como a toda la larga pero no por ello menos importante lista de los integrantes por parte del CITCEA-UPC, la riqueza de enfoques y trabajos que han permitido un ambiente creativo, y que despertaron en mi las inquietudes sin las que esta tesis no existiría.

Agradezco a Oscar España y a Carmen Ramón el despertar de la pasión respecto a la ingeniería en mi juventud, y de mi etapa como joven ingeniero empleado en su empresa Engitrol S.L., su continuo ejemplo en la profesionalidad y seriedad en el trabajo que han sido y siguen siendo una referencia en mi vida profesional.

Finalmente, pero no menos importantes, agradezco a mi querida familia, a mi esposa Ana y a mis hijos Sara y Marcel, su infinita paciencia y los sacrificios que todos han tenido que hacer para convivir con las inquietudes de su esposo y padre.

Resumen

Mediante la presente tesis se ha planteado la problemática existente en las empresas de distribución en España, que han de planificar y operar sus redes eléctricas sin disponer de medidas de potencia activa instantánea de un alto número de generadores fotovoltaicos conectados a las mismas, con el objetivo principal de reducir los posibles errores y dificultades que dicha falta de información genera.

Se ha estudiado el caso concreto de los generadores fotovoltaicos, que representan al cierre del año 2011 el 94,6 % de los generadores en régimen especial conectados en las redes eléctricas en España, y que al contar con una potencia media por instalación de 72 kW al cierre del año 2011, están mayoritariamente conectados a la red de distribución, por lo que se estudian las problemáticas específicas en cuanto a la planificación de dicha red.

Con el fin de predecir la producción fotovoltaica de una forma indirecta, ya que no se dispone de la totalidad de los datos necesarios directamente, se precisan modelos basados en los predictores disponibles, como la irradiancia solar. Se ha definido que los modelos de predicción de la irradiancia solar se dividen en paramétricos y de descomposición.

Se ha descrito el modelo paramétrico ASHRAE de predicción de la irradiancia solar, comprobando que obtiene unos niveles de error que no son despreciables al compararlos con datos reales, dado que no incorpora los componentes que aportan mayor variabilidad a dicha irradiancia solar instantánea, como son los fenómenos atmosféricos.

Se ha descrito un modelo de descomposición basado en la utilizabilidad, para la predicción de la potencia instantánea de generación de una planta fotovoltaica, que se basa en un índice horario de claridad solar (K_t) para trasladar la irradiación solar extraterrestre a una superficie horizontal en la superficie terrestre. Se ha podido ver que es la definición de la función estadística que define a K_t , lo que marca la diferencia entre los diferentes modelos basados en la utilizabilidad.

Por tanto, los modelos existentes o bien no consideran los fenómenos que tienen lugar en la superficie terrestre, o bien los consideran de forma estadística para largos períodos.

Se ha desarrollado una propuesta de solución que permite el desarrollo de modelos utilizando predictores medidos en la superficie terrestre, los cuales incorporan la variabilidad de los fenómenos atmosféricos. Se incorpora en la elaboración de dicha solución la evaluación de los datos disponibles en

el entorno de las compañías distribuidoras, así como la especificación de los condicionantes necesarios en el modelado específico a desarrollar para su utilización en la planificación de la red de distribución.

La propuesta de solución consiste en una metodología sistemática de desarrollo de modelos, a partir del tratamiento estadístico de datos reales históricos, que permite dar una respuesta a una amplia gama de aplicaciones de análisis de la red de distribución.

Se ha demostrado que el ámbito geográfico de validez de los modelos supera ampliamente las necesidades medias específicas para su utilización en la planificación de la red de distribución.

Se han desarrollado ejemplos reales de aplicación de la metodología desarrollada, basados en datos reales de la red de distribución en la provincia de Lleida, en España. Con ellos se ha podido comprobar que los modelos necesarios para plantas fotovoltaicas con seguidor son diferentes de los necesarios para plantas fotovoltaicas sin seguidor, pues necesitan desarrollarse a partir de predictores diferentes.

Se han desarrollado aportaciones en base a ejemplos de aplicación de los modelos desarrollados al análisis de red, basados en otra serie de datos reales de la red de distribución en Lleida, correspondientes a una línea de distribución en media tensión (25 kV). En base a dicho ejemplo se han descrito las posibles opciones a la hora de la aplicación de la metodología, así como se han analizado diversas casuísticas que se pueden presentar, extrayendo conclusiones.

Así mismo, se ha evaluado la posible estacionalidad de los modelos, y por tanto, la aportación que conllevaría el desarrollo de modelos específicos para cada trimestre del año, frente al desarrollo de un único modelo para la predicción de todo el año.

También se han presentado ejemplos de aplicación de los modelos a la resolución de un caso mediante un flujo de cargas.

Abstract

In this thesis it have been explained the problems that the electric distribution companies in Spain have to plan and operate their power networks, having no detailed measurements of instant active power of a large number of non-programmable generators connected to them. The main objective is to reduce errors and difficulties that this lack of information generates.

It has been studied the specific case of photovoltaic generators (PV), representing at the end of 2011, a 94.6 % of the special regime generators connected to the power networks in Spain, and have an average power of 72 kW per plant at the end of 2011. This means that are mainly connected to the distribution network, so we study the specific issues regarding the planning of the distribution network.

To predict indirectly the output of a photovoltaic plant, as it is not available all the required data directly, it is necessary to use models based in available predictors, as solar irradiance. It is defined that prediction models of solar irradiance are divided into parametric and decomposition.

The ASHRAE parametric model prediction of solar irradiance is described, checking that its instant error levels are not negligible when compared with real data, since it does not include components that provide greater instant solar irradiance variability, such as atmospheric phenomena.

It has been described a model based on the usability for the prediction of the instantaneous power of PV generation, which is based on an hourly rate of sunlight (K_t) to transfer the extraterrestrial solar irradiation to a horizontal surface on Earth's surface. It has been seen that the definition of the statistical function that defines K_t , makes the difference between the different models based on usability.

Therefore, the existing models do not consider either the phenomena occurring at the earth surface, or consider them statistically for long periods.

It has been developed a proposed solution, which allows the development of models using predictors measured at the Earth's surface, which incorporate the variability of atmospheric phenomena. It has been evaluated the available data for the distribution companies, as well as specified the conditions necessary to develop specific models to be applied in distribution network planning.

The proposed solution consists in a systematic methodology for developing models, based on statistical analysis of actual historical data, which provides a response to a wide range of applications for distribution network analysis.

It has been shown that the geographic scope of validity of the developed models exceeds the average needs for distribution network planning. It have been developed three case studies, where application of the methodology has been developed, based on real data of a distribution network in the province of Lleida, Spain.

Also, it has been found that the models needed for photovoltaic plants with solar follower are different from those needed for photovoltaic plants without follower, because they need to be developed from different predictors.

Contributions have been developed based on examples of application of the developed models to network analysis, based on another set of real data from the distribution network in Lleida, corresponding to a medium voltage line (25 kV). Based on this example it have been described the possible options when applying the methodology, as well as several different situations, drawing conclusions.

Furthermore, it have been evaluated the possible seasonality of the models, and therefore, the contribution that would get from the development of specific models for each quarter, against the development of a single model for the prediction of the whole year.

There have also been developed examples of applying the model to the resolution of cases by load flow.

Prefacio

El tema tratado en la presente tesis ha sido una cuestión de discusión recurrente en el sector eléctrico en los últimos años. La *oleada renovable* que se ha desarrollado sobre las redes de distribución ha supuesto un cambio radical que, unido a la liberalización de los mercados eléctricos en Europa, ha afectado del primero al último de los procesos relacionados con el negocio de la distribución de electricidad.

Tras esta primera oleada, y una pausa motivada por la coyuntura económica y la presencia de otros factores como el desarrollo del vehículo eléctrico, es posible la aparición de una segunda *oleada renovable* que, esta vez sí, con la llegada de la paridad en costes con la generación convencional, tenga una implantación totalmente masiva. Es por ello necesario prepararse tecnológicamente para asumir los retos que ello pueda suponer.

En particular, y respecto al proceso de la planificación de la red, el cómo adaptar las metodologías de análisis de red que durante décadas se han diseñado para un flujo unidireccional de la energía, e incorporar las diferentes fuentes de generación distribuidas con sus características particulares, han formado parte fundamental de los diversos proyectos y grupos de trabajo que se han formado en los últimos años en las compañías distribuidoras, tanto internamente como en sus relaciones externas.

Endesa Distribución Eléctrica S.L. no ha sido una excepción a dicha tendencia, y en el ámbito de la Cátedra Endesa Red de Innovación Energética (CERIEN) en colaboración con la Universitat Politècnica de Catalunya (UPC) y su centro tecnológico CITCEA (Centre d’Innovació Tecnològica en Convertidors Estàtics i Accionaments) se han desarrollado diversos proyectos e iniciativas al respecto, en algunos de los cuales el autor de la presente tesis ha tenido el honor de poder participar, además de en otros proyectos de innovación e I+D en representación de Endesa.

Es tras la asistencia del autor a múltiples reuniones y proyectos cuando surgieron una serie de inquietudes y cuestiones, que sistemáticamente no quedaban solucionadas, y que motivaron el inicio de los trabajos que a continuación se detallan, con la intención de realizar aportaciones al modelado de la generación fotovoltaica para la planificación de la red de distribución.

En el Capítulo 1 *Introducción* de la presente tesis se procede a descri-

bir la evolución de la generación renovable, tanto a nivel mundial como en España y Cataluña, particularizando el análisis en los generadores fotovoltaicos, mayoritarios en número. En el Capítulo 2 *Tecnologías de los generadores fotovoltaicos* se hace un repaso de las tecnologías relacionadas con la generación fotovoltaica y los principales componentes de dichas plantas, así como una descripción de interacciones de dichos generadores con la red de distribución. En el Capítulo 3 *Sistema de distribución eléctrica* se procede a describir la red de distribución y sus redes de alta, media y baja tensión, y un breve resumen regulatorio. En el Capítulo 4 *Planificación de la red* se describe el proceso de planificación, así como su afectación por parte de los generadores fotovoltaicos. En el Capítulo 5 *Modelos de predicción de la generación fotovoltaica* se describen los modelos existentes para dicha predicción, analizando su adecuación a la planificación de la red. En el Capítulo 6 *Metodología de desarrollo de modelos de correlación de generadores fotovoltaicos para la planificación de la red de distribución* se describe la metodología desarrollada, basada en cinco pasos secuenciales. En el Capítulo 7 *Ejemplos de aplicación de la metodología de desarrollo de modelos* se aplica la metodología desarrollada a una serie de ejemplos de una amplia área geográfica de la provincia de Lleida, en Cataluña. En el Capítulo 8 *Ejemplos de aplicación de los modelos desarrollados al análisis de red* se aplica la metodología al análisis de una red concreta de distribución eléctrica de Lleida. En el Capítulo 9 *Conclusiones* se resumen los objetivos y las conclusiones de la presente tesis, así como las propuestas de trabajos futuros.

Índice general

Índice de figuras	xv
Índice de tablas	xxi
Nomenclatura	1
I Descripción del sistema	1
1 Introducción	3
1.1 Evolución de los generadores renovables en el mundo	3
1.2 Evolución de los generadores renovables en España	4
1.2.1 Energía producida	6
1.2.2 Potencia instalada	6
1.2.3 Número de instalaciones y potencia unitaria	8
1.3 Evolución de los generadores fotovoltaicos en España	9
1.4 Evolución de los generadores fotovoltaicos en Cataluña	11
1.5 Síntesis	16
2 Tecnologías de los generadores fotovoltaicos	19
2.1 Tecnologías de las células solares	19
2.2 Onduladores	21
2.3 Seguidores solares	22
2.4 Elementos auxiliares	24
2.5 Generadores fotovoltaicos y la red de distribución	25
2.6 Síntesis	27
3 Sistema de distribución eléctrica	29
3.1 Datos estadísticos	29
3.2 Definiciones	30
3.2.1 Red de distribución en alta tensión	31
3.2.2 Red de distribución en media tensión	33
3.2.3 Red de distribución en baja tensión	36

Índice general

3.3	Entorno regulatorio	37
3.4	Síntesis	39
4	Planificación de la red	41
4.1	Introducción	41
4.2	Planificación de la red de distribución	43
4.3	Planificación de la red de distribución con generadores fotovoltaicos	44
4.4	Síntesis	46
II	Propuesta de solución	47
5	Modelos de predicción de la generación fotovoltaica	49
5.1	Irradiancia e irradiación solar	50
5.2	Modelos de radiación solar	53
5.3	Modelos paramétricos	54
5.3.1	Modelo ASHRAE	54
5.4	Modelos de descomposición	56
5.4.1	El método de la utilizabilidad Φ	56
5.4.2	Modelos de predicción de la generación solar fotovoltaica a partir de la utilizabilidad Φ	57
5.5	Modelos de estimación a partir de imágenes de satélite	59
5.6	Experiencias reales cercanas	63
5.6.1	Monitorización de variables en una estación fotovoltaica en las Islas Baleares	64
5.6.2	Monitorización de 6 estaciones fotovoltaicas en Navarra	66
5.7	Requerimientos de los modelos para la planificación de la red de distribución	67
5.7.1	Espaciales	67
5.7.2	Temporales: escala de tiempo	67
5.7.3	Simplicidad	68
5.7.4	Error, valores límite	68
5.7.5	Disponibilidad de los datos	69
5.8	Síntesis	69
6	Metodología de desarrollo de modelos de correlación de generadores fotovoltaicos para la planificación de la red de distribución	73
6.1	Selección del predictor	75
6.1.1	Magnitud metereológica: Irradiancia solar	75

Índice general

6.1.2	Magnitud eléctrica: Potencia activa de generación fotovoltaica instantánea	76
6.2	Análisis de correlación	76
6.2.1	Las falacias de la normalidad e independencia de los generadores estocásticos	76
6.2.2	Consideraciones sobre la correlación lineal y el coeficiente de determinación	77
6.2.3	Correlación de Spearman: un tipo de Rank correlation	79
6.2.4	Aplicación de la correlación de Spearman y determinación de la validez del predictor	81
6.2.5	Ejemplo de análisis de correlación	83
6.3	Desarrollo del modelo	83
6.3.1	Ejemplo de desarrollo de un modelo	85
6.4	Validación del modelo	86
6.4.1	Ejemplo de validación de un modelo	87
6.4.2	Validación mediante %RMSE de un modelo desarrollado aplicando la metodología frente a otros modelos a través de un ejemplo	88
6.5	Aplicación del modelo	89
6.5.1	Ejemplo de aplicación del modelo en una red real	90

III Aplicación 95

7 Aplicación de la metodología de desarrollo de modelos 97

7.1	Caso 1: Irradiancia solar global en la superficie de la tierra como predictor	97
7.2	Caso 2: Potencia activa de generación fotovoltaica de plantas sin seguidor como predictor	104
7.3	Caso 3: Potencia activa de generación fotovoltaica de plantas con seguidor como predictor	107
7.4	Cálculo de errores	110
7.5	Síntesis	110

8 Aplicación de los modelos desarrollados al análisis de red 113

8.1	Uso del modelo en planificación con datos mínimos. Modelado incluyendo pérdidas en la demanda	113
8.1.1	Descripción del caso	114
8.1.2	Aplicación de la metodología	114
8.1.3	Síntesis	123

Índice general

8.2	Uso del modelo en planificación con todos los datos. Modelado separando las pérdidas de la demanda	123
8.2.1	Descripción del caso	123
8.2.2	Análisis de los datos	124
8.2.3	Aplicación de los modelos al flujo de cargas	131
8.2.4	Síntesis	133
IV	Conclusiones	147
9	Conclusiones	149
9.1	Conclusiones de la tesis	149
9.2	Trabajos futuros	150
	Bibliografía	153
A	Publicaciones	163
B	Flujo de cargas: Newton-Raphson	165
B.1	Planteamiento del problema	165
B.2	Método de Newton-Raphson	167
C	Detalle de los modelos	171
C.1	Modelos de GEN5 a partir de utilizar GEN4 como predictor .	171
C.2	Modelos de los generadores fotovoltaicos a partir de GEN4 como predictor	173

Índice de figuras

1.1	Cobertura de la demanda por la generación de fuentes renovables no hidroeléctricas en los países de la AIE en el período 1990-2009 (Porcentaje). <i>Fuente: Agencia Internacional de la Energía [1]</i>	4
1.2	Potencia FV instalada anualmente en los países de la AIE (MW)	5
1.3	Porcentaje de instalaciones FV conectadas a red o no, instaladas anualmente en los países de la AIE	5
1.4	Porcentajes de generación de energía en régimen ordinario y especial en el sistema peninsular español	8
1.5	Energía generada (GWh) en régimen ordinario y especial en el sistema peninsular español	8
1.6	Potencia FV acumulada anual (MW) instalada en España	10
1.7	Porcentaje de incremento anual de potencia FV instalada en España	10
1.8	Producción de energía eléctrica de origen fotovoltaico en el sistema peninsular español (GWh)	11
1.9	Número acumulado anual de instalaciones generadoras FV instaladas en Cataluña	12
1.10	Potencia FV acumulada anual (kW) de generadores FV instalados en Cataluña	13
1.11	Potencia media (kW) de los generadores FV instalados en Cataluña	13
1.12	Distribución geográfica de las diez comarcas catalanas con mayor número de instalaciones FV conectadas a la red de distribución en 2008. <i>Fuente: Atlas Nacional de Catalunya, ICC</i>	15
1.13	Mapa de irradiación global diaria, media anual anual (MJ/m^2), de Cataluña. <i>Fuente: Atlas de Radiació solar a Catalunya, ICAEN</i>	16

Índice de figuras

1.14	Mapa del porcentaje del Producto Interior Bruto (PIB) industrial comarcal de Cataluña (2006). Fuente: <i>Atlas Nacional de Catalunya, ICC</i>	17
2.1	Elementos de una instalación fotovoltaica conectada a la red	20
2.2	Trayectoria solar percibida desde la superficie terrestre	23
3.1	Red de distribución en alta tensión	32
3.2	Red de distribución en media y baja tensión	34
3.3	Nomenclatura de los esquemas de red de distribución en alta, media y baja tensión	35
4.1	Configuración típica de una red de media tensión	46
4.2	Ejemplo de curva de carga agregada para un día laborable típico de un alimentador de distribución	46
5.1	Tipos de radiación solar	51
5.2	Piranómetro solar CMP 21 de Kipp and Zonen. Diseñado para tomar medidas de la radiación solar global, difusa y reflejada	52
5.3	Pirheliómetro solar CH-1 con seguidor solar de Kipp and Zonen. Diseñado para tomar medidas automáticas de radiación solar directa	53
5.4	Curvas reales de generación de una planta FV sin seguidor solar durante una semana del mes de Septiembre (kW), comparados con una curva teórica del Atlas Solar de Cataluña (kJ/m ²), ambos en la zona de Lleida, España	60
5.5	Curvas reales de generación de una planta FV sin seguidor solar durante una semana del mes de Octubre (kW), comparados con una curva teórica del Atlas Solar de Cataluña (kJ/m ²), ambos en la zona de Lleida, España	61
5.6	Curvas reales de generación de una planta FV sin seguidor solar durante una semana del mes de Noviembre (kW), comparados con una curva teórica del Atlas Solar de Cataluña (kJ/m ²), ambos en la zona de Lleida, España	62
5.7	Curvas reales de generación de una planta fotovoltaica sin seguidor solar durante una semana del mes de Septiembre (kW), comparados con una curva teórica de PVGIS (W/m ²), ambos en la zona de Lleida, España	63

Índice de figuras

5.8	Curvas reales de generación de una planta fotovoltaica sin seguidor solar durante una semana del mes de Octubre (kW), comparados con una curva teórica de PVGIS (W/m ²), ambos en la zona de Lleida, España	64
5.9	Curvas reales de generación de una planta fotovoltaica sin seguidor solar durante una semana del mes de Noviembre (kW), comparados con una curva teórica de PVGIS (W/m ²), ambos en la zona de Lleida, España	65
6.1	Metodología de desarrollo de modelos	74
6.2	Test de normalidad de Kolmogorov - Smirnov de G1M	79
6.3	Función estadística acumulativa (CDF) de G1M comparada con una función normal	80
6.4	Distribución de G1M vs G3M (kW)	83
6.5	Distribución de Rank-G1M vs Rank-G3M	84
6.6	Funciones utilizadas en el ajuste de los modelos	85
6.7	Comparación de datos históricos y modelados de la potencia de G3M a partir de los datos de G1M para la última semana de Noviembre de 2008	87
6.8	Valores de los errores cometidos en %RMSE por los diferentes modelos, en los diversos períodos modelados	89
6.9	Configuración típica de una red de media tensión	90
6.10	Curva de medida en cabecera de la línea MT para la última semana de Noviembre de 2008	91
6.11	Curva de generación de la planta FV G3M obtenida mediante el modelo desarrollado a partir de los datos históricos de generación de la planta FV G1M	92
6.12	Curvas ejemplo de generación de la planta FV G3M, de medida en cabecera de la línea MT, y la suma de ambas, del 24 al 30 de Noviembre de 2008.	93
6.13	Curvas ejemplo de generación de la planta FV G3M, de medida en cabecera de la línea MT, y la suma de ambas, del 12 al 18 de Noviembre de 2008.	94
7.1	Mapa de localización	98
7.2	Coefficientes de determinación de los modelos obtenidos utilizando las medidas de la irradiancia solar global como predictor	105
7.3	Comparación de la generación de G4S modelada y real normalizadas durante 108 horas en el invierno de 2008, utilizando la irradiancia solar global registrada en MS9 como predictor .	105

Índice de figuras

7.4	Comparación de la generación de G5S modelada y real normalizada durante 108 horas en el invierno de 2008, utilizando las medidas de generación de la planta FV sin seguidor G4S como predictor	107
7.5	Comparación de la generación de G1M modelada y real normalizadas durante 108 horas en el invierno de 2008, utilizando las medidas de generación de la planta FV con seguidor G3M como predictor	109
7.6	Predictores y la utilidad de los modelos que de ellos se derivan	111
8.1	Esquema simplificado de la línea de media tensión rural de ejemplo	115
8.2	Curva de medida de la demanda en cabecera de la línea de media tensión de ejemplo de un día laborable de Julio 2009 .	115
8.3	Curva de medida de la demanda en cabecera y generación FV	116
8.4	Curva de medida de la demanda en cabecera, generación FV y su suma	117
8.5	Curva de medida de la demanda en cabecera para la primera semana de Julio 2009	117
8.6	Curva de medida de la demanda en cabecera, generación FV y su suma, para la primera semana de Julio 2009	118
8.7	Distribución de GEN4 vs GEN5 (kW)	118
8.8	Modelo de GEN4 vs GEN5	120
8.9	Modelo normalizado de GEN4 vs GEN5	122
8.10	Curva de medida de la demanda en cabecera, la generación FV modelada y su suma, para un día laborable de Julio 2009	122
8.11	Demanda anual en cabecera medida	134
8.12	Demanda anual en cabecera modelada	135
8.13	Monótona anual de la demanda en cabecera medida	136
8.14	Monótona anual de la demanda en cabecera modelada	136
8.15	Curva de medidas reales de la demanda en cabecera, de la generación FV, y su suma, para un día laborable de Julio 2009	137
8.16	Curva de la suma de las medidas reales de la demanda en cabecera y de la generación FV para el año 2009	138
8.17	Curvas de potencia activa normalizada horaria de generación FV para un día de Julio de 2009	139
8.18	Modelo de GEN4 vs GEN3	139
8.19	Modelo de GEN4 vs GEN6	140
8.20	Error de los modelos anuales con GEN4 como predictor para cada período trimestral en %RMSE	140

Índice de figuras

8.21	Error de los modelos anuales con GEN4 como predictor para cada período trimestral en %RMSE, comparado con el error según modelado con datos del Atlas Solar de Catalunya para GEN6	141
8.22	Gráfico de representación de las medidas y los modelos para un día de Julio de 2009	142
8.23	Curva de la diferencia entre las medidas reales y los modelos de la demanda en cabecera y de la generación FV para el año 2009	143
8.24	Gráfico de error calculado para cada período trimestral en %RMSE, de los modelos anuales y trimestrales con GEN4 como predictor	144
8.25	Pérdidas en la línea, en los transformadores y suma de ambas, de la línea MT de ejemplo, para 24h de un día de Julio de 2009	144
8.26	Pérdidas totales e intensidad en el primer tramo (cabecera) de la línea MT de ejemplo, para 24h de un día de Julio de 2009	145
8.27	Curva de medidas para 24h de un día de Julio de 2009, con las pérdidas calculadas mediante la simulación	145
8.28	Perfil de tensiones para un día de Julio de 2009, para la hora 13 y 24, en PU respecto a la tensión nominal de 25 kV	146
C.1	Modelo de GEN4 vs GEN5	171
C.2	Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN5	172
C.3	Modelo normalizado de GEN4 vs GEN5	172
C.4	Datos estadísticos del modelo normalizado de GEN4 vs GEN5	173
C.5	Modelo de GEN4 vs GEN1	174
C.6	Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN1	174
C.7	Modelo de GEN4 vs GEN2	175
C.8	Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN2	175
C.9	Modelo de GEN4 vs GEN3	176
C.10	Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN3	176
C.11	Modelo de GEN4 vs GEN6	177
C.12	Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN6	177
C.13	Modelo de GEN4 vs GEN7	178
C.14	Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN7	178
C.15	Modelo de GEN4 vs GEN8	179
C.16	Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN8	179
C.17	Modelo de GEN4 vs GEN9	180
C.18	Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN9	180

Índice de tablas

1.1	Potencia FV instalada anualmente en los países de la AIE (MW)	4
1.2	Producción nacional de energía eléctrica en el sistema peninsular español por combustibles (GWh)	6
1.3	Producción nacional de energía eléctrica en el sistema peninsular español por combustibles (GWh)	7
1.4	Potencia de generación eléctrica instalada en el sistema peninsular español (MW)	7
1.5	Número de instalaciones, potencia instalada (MW) y potencia unitaria (MW) en total en el sistema eléctrico español en 2011	9
1.6	Potencia FV acumulada anual (MW) instalada en España . .	10
1.7	Número de instalaciones, potencia FV acumulada anual (kW) y potencia media (kW) de los generadores FV instalados en Cataluña	12
1.8	Número de instalaciones, potencia instalada (kW), % de instalaciones y % de potencia instalada de las provincias catalanas respecto al total de Cataluña (2008)	14
1.9	Número de instalaciones, potencia instalada (kW), % de instalaciones y % de potencia instalada de las 10 comarcas catalanas con mayor número de instalaciones respecto al total de Cataluña (2008)	14
3.1	Número de clientes (2006), potencia contratada (MW) y % de la energía total suministrada por nivel de tensión en el sistema eléctrico español en 2010	29
3.2	Datos estadísticos de Endesa en 2010	30
3.3	Datos estadísticos de Iberdrola en 2010	30
5.1	Valores de los parámetros A, B y C del Modelo ASHRAE para los 12 meses del año	55
6.1	Coefficiente de correlación de Spearman ρ entre los generadores fotovoltaicos G1M y G3M	84

Índice de tablas

6.2	Error cometido en el modelado de la potencia de G3M a partir de los datos de G1M para la última semana de Noviembre de 2008, en valor de %RMSE	87
6.3	Valores de los errores cometidos en %RMSE por los diferentes modelos, en los diversos períodos modelados	89
7.1	Descripción de los generadores fotovoltaicos	99
7.2	Distancia entre generadores fotovoltaicos en km	99
7.3	Descripción de las estaciones meteorológicas	100
7.4	Distancia entre estaciones meteorológicas en km	100
7.5	Coefficientes de correlación entre generadores FV	100
7.6	Coefficientes de correlación entre estaciones meteorológicas . .	101
7.7	Coefficientes de correlación entre estaciones meteorológicas y generadores FV sin seguidor solar	101
7.8	Coefficientes de correlación entre estaciones meteorológicas y generadores FV con seguidor solar	102
7.9	Modelos de G4S obtenidos a partir de medidas de la irradiancia solar global. Irradiancia, x , en W/m^2 , y la potencia activa normalizada obtenida, $f(x)$	103
7.10	Errores de los diferentes modelos de G4S obtenidos a partir de medidas de la irradiancia solar global (W/m^2) de la estación MS9	103
7.11	Coefficientes de determinación de los modelos obtenidos utilizando las medidas de la irradiancia solar global como predictor	104
7.12	Modelos obtenidos de medidas de potencia activa de generadores FV sin seguidor	106
7.13	Valor del coeficiente de determinación de los modelos desarrollados a partir de medidas de generación de plantas FV sin seguidor	107
7.14	Modelos obtenidos de medidas de potencia activa de generadores FV con seguidor	108
7.15	Valor del coeficiente de determinación de los modelos desarrollados a partir de medidas de generación de plantas FV con seguidor	109
7.16	Resumen de los resultados obtenidos comparando los modelos de G4S a partir de MS2 y MS9, y según modelado con datos del Atlas Solar de Catalunya para G4S	110
8.1	Descripción de los generadores fotovoltaicos	116

Índice de tablas

8.2	Coeficiente de correlación de Spearman ρ entre los generadores fotovoltaicos GEN4 y GEN5	119
8.3	Descripción de los generadores fotovoltaicos	124
8.4	Coeficientes de correlación de Spearman entre generadores fotovoltaicos	126
8.5	Asignación de seguidor solar o no a los diferentes generadores FV, en función de los coeficientes de correlación de Spearman obtenidos entre ellos	127
8.6	Modelos de los generadores fotovoltaicos obtenidos a partir de utilizar a GEN4 como predictor	128
8.7	Error calculado para el período anual en %RMSE de los modelos anuales con GEN4 como predictor, y con datos del Atlas Solar de Catalunya para GEN6	129
8.8	Error calculado para cada período trimestral en %RMSE de los modelos anuales con GEN4 como predictor, y con datos del Atlas Solar de Catalunya para GEN6	130
8.9	Modelos trimestrales de los generadores fotovoltaicos obtenidos a partir de utilizar a GEN4 como predictor	131
8.10	Error calculado para cada período trimestral en %RMSE, de los modelos anuales y trimestrales con GEN4 como predictor	131

Parte I

Descripción del sistema

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se describe la situación actual de los generadores renovables. En primer lugar se describe la evolución de los generadores renovables en el mundo, posteriormente en España, pasando a continuación a describir la situación de los generadores fotovoltaicos en España y en Cataluña, por ser los generadores distribuidos con una abrumadora mayor presencia en la red de distribución en España, en cuanto a número de instalaciones se refiere.

1.1 Evolución de los generadores renovables en el mundo

Las energías renovables han experimentado un fuerte auge en los últimos años en el mundo. Puede observarse en la Fig. 1.1 que el porcentaje de energía generada por fuentes renovables no hidroeléctricas en los países pertenecientes a la Agencia Internacional de la Energía [1] se ha casi triplicado en el espacio de 20 años, pasando de un valor inferior al 2% a superar el 4,5%, con una evolución que puede apreciarse acelerada últimamente.

Particularmente, los generadores fotovoltaicos han experimentado un gran crecimiento, como puede observarse en los datos de la Tabla 1.1 donde se detalla la potencia anual instalada en los países pertenecientes a la Agencia Internacional de la Energía [1]. Si se observan dichos datos gráficamente en la Fig. 1.2, se puede observar que últimamente ha existido un verdadero auge en la instalación de nueva potencia fotovoltaica, especialmente de la conectada a la red, y en la Fig. 1.3, se observa un cambio de tendencia de un dominio inicial de las instalaciones no conectadas a red, a un abrumador dominio de las instalaciones conectadas a red actualmente.

Capítulo 1 Introducción

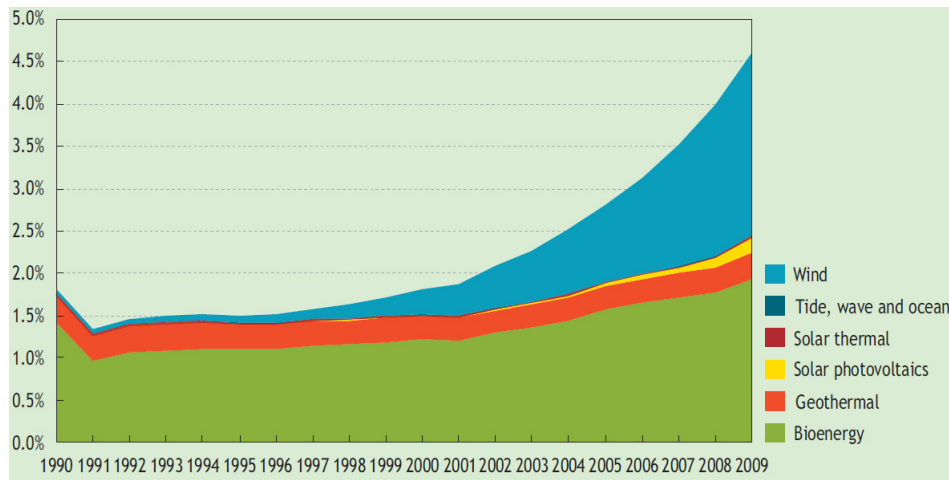


Figura 1.1: Cobertura de la demanda por la generación de fuentes renovables no hidroeléctricas en los países de la AIE en el período 1990-2009 (Porcentaje). Fuente: Agencia Internacional de la Energía [1]

Tabla 1.1: Potencia FV instalada anualmente en los países de la AIE (MW)

Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Sin Conex. a red	29	29	28	33	42	35	56
Conectadas a red	33	45	88	174	246	336	425
Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Sin Conex. a red	40	35	50	128	78	142	97
Conectadas a red	1018	1332	1589	2337	6068	6123	14098

1.2 Evolución de los generadores renovables en España

Los generadores renovables también han experimentado un gran desarrollo en España en los últimos años, impulsados por una legislación favorable que ha implantado un esquema retributivo que prima la energía producida mediante tecnologías renovables, aunque se produzca con unos costes superiores a los de las tecnologías tradicionales, y obliga a los operadores de las redes a comprar toda la energía producida por dichas fuentes, todo ello asegurado por ley estatal durante la vida útil de la instalación, garantizando la amortización de la misma por sus propietarios, así como un margen de beneficio [2, 3].

1.2 Evolución de los generadores renovables en España

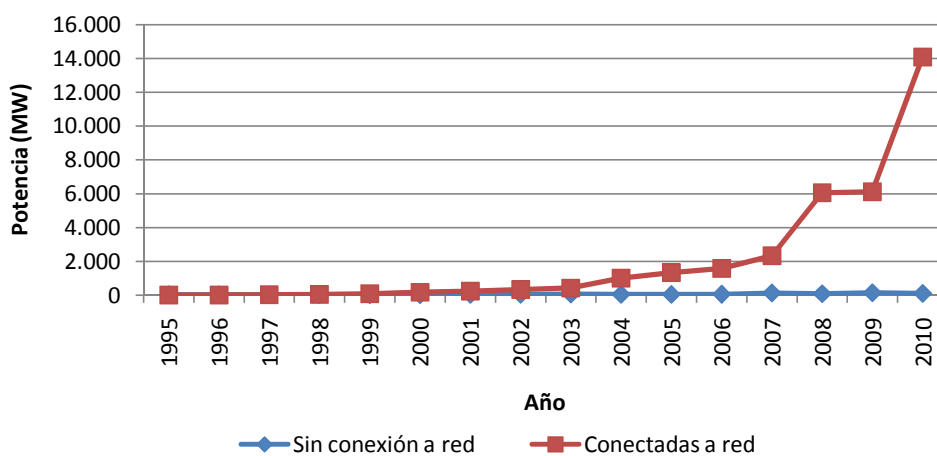


Figura 1.2: Potencia FV instalada anualmente en los países de la AIE (MW)

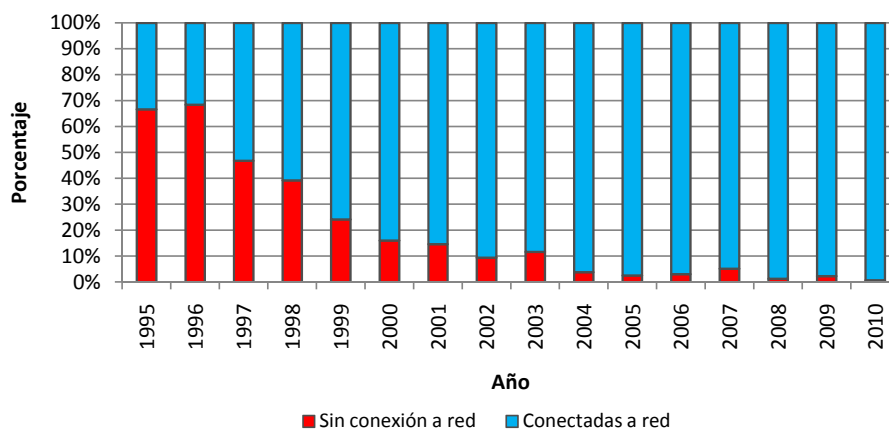


Figura 1.3: Porcentaje de instalaciones FV conectadas a red o no, instaladas anualmente en los países de la AIE

Este entorno regulatorio, unido al desarrollo tecnológico actual de las fuentes de generación renovable, han impulsado una auténtica explosión de implantación de instalaciones en el país, colocándolo en los primeros puestos mundiales en cuanto a la energía de origen renovable, así como en el número de instalaciones conectadas a las redes de transporte y distribución eléctrica.

En los últimos ejercicios se han reducido los estímulos económicos men-

cionados, lo que ha supuesto una disminución del ritmo de incorporación de potencia renovable instalada en el sistema, como se podrá apreciar en los siguientes apartados.

1.2.1 Energía producida

La cobertura de la demanda nacional de energía eléctrica también ha sufrido una espectacular evolución en estos últimos años. Atendiendo a los datos facilitados por el Ministerio de Industria [4], es posible observarlo en la Tabla 1.2, donde se proporcionan los totales de régimen ordinario y especial, y el detalle de los generadores de régimen especial eólicos, hidroeléctricos de pequeña potencia y solares fotovoltaicos, también llamados los generadores no gestionables. En la Fig. 1.4 se aprecia con claridad que el porcentaje de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda ha ido incrementándose de manera constante, a pesar de las oscilaciones en la demanda que presenta el sistema, que se pueden observar en la Fig. 1.5.

Tabla 1.2: Producción nacional de energía eléctrica en el sistema peninsular español por combustibles (GWh)

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total producido	286746	295608	300973	279707	284258	271746
Régimen ordinario	220871	223825	220340	190846	188867	179364
Régimen especial	65875	71783	80632	88862	95392	92352
% Rég. especial	23	24	27	32	34	34

También puede observarse en la Tabla 1.3, con datos facilitados por el Ministerio de Industria [4], el detalle de la energía aportada al sistema eléctrico peninsular español por los generadores de régimen especial no gestionables, eólicos, fotovoltaicos e hidroeléctricos de pequeña potencia. Se aprecia un constante incremento de la participación de las fuentes de producción eléctrica no gestionable en la energía total producida en el sistema eléctrico peninsular español, con una creciente participación en la cobertura de la demanda de estas fuentes.

1.2.2 Potencia instalada

La potencia en régimen especial conectada al sistema eléctrico español ha experimentado un incremento en línea con lo indicado en los apartados anteriores, como puede observarse en la Tabla 1.4, con datos facilitados por la Comisión Nacional de la Energía [5].

1.2 Evolución de los generadores renovables en España

Tabla 1.3: Producción nacional de energía eléctrica en el sistema peninsular español por combustibles (GWh)

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Eólicos	22927	27398	32054	37376	43357	41661
Fotovoltaicos	169	476	2450	5730	6089	7569
Hidro. peq. pot.	4195	4161	4687	5322	6769	5155
Total no gestionable	29297	34042	41199	50437	58225	56396
Régimen especial	65875	71783	80632	88862	95392	92352
% no gestionable	44	47	51	57	61	61
Total producido	286746	295608	300973	279707	284258	271746
% no gestionable	10	12	14	18	20	21

Tabla 1.4: Potencia de generación eléctrica instalada en el sistema peninsular español (MW)

Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Total instalado	62178	68725	74089	78753	85698	90878	93730
Régimen ordinario	47332	51278	54828	57944	61498	61825	61806
Régimen especial	14846	17447	19261	20809	24200	29053	31924
% Rég. especial	24	25	26	26	28	32	34

Capítulo 1 Introducción

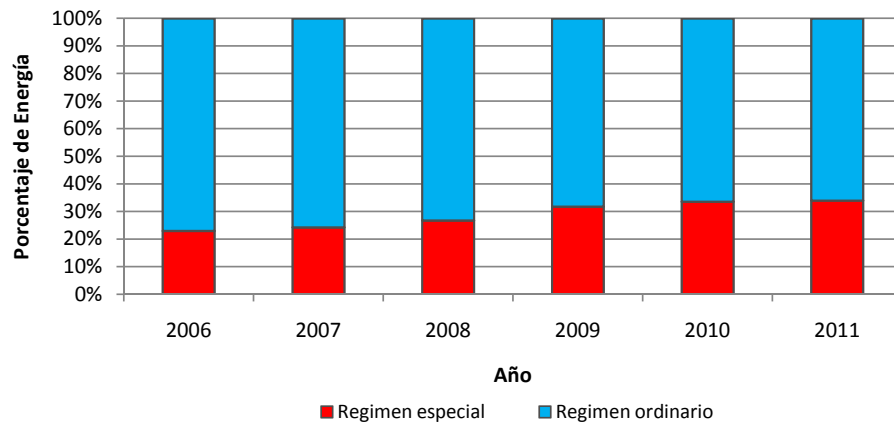


Figura 1.4: Porcentajes de generación de energía en régimen ordinario y especial en el sistema peninsular español



Figura 1.5: Energía generada (GWh) en régimen ordinario y especial en el sistema peninsular español

1.2.3 Número de instalaciones y potencia unitaria

Como puede observarse en la Tabla 1.5, con datos facilitados por la Comisión Nacional de la Energía [5], por lo que respecta al número de instalaciones existe un gran dominio de las instalaciones no gestionables, y concretamente

1.3 Evolución de los generadores fotovoltaicos en España

las fotovoltaicas, que representan al cierre del ejercicio 2011 un 94,6 % del total de instalaciones en régimen especial en España.

Así mismo, es importante hacer notar que mientras la potencia unitaria media de las instalaciones eólicas es de 17,6 MW, y la de las instalaciones hidroeléctricas de pequeña potencia es de 1,9 MW, la potencia media de las instalaciones fotovoltaicas es mucho menor, de tan solo 72 kW, lo cual indica de una forma muy clara que éstas serán predominantemente conectadas a la red de distribución, lo que unido a su enorme número, las señala como las instalaciones que presentan un mayor impacto en cuanto a su número en la red de distribución española.

Tabla 1.5: Número de instalaciones, potencia instalada (MW) y potencia unitaria (MW) en total en el sistema eléctrico español en 2011

2011	Nº instalaciones	Pot. instalada	Pot. unitaria
Eólicos	1174	20655	17,594
Fotovoltaicos	56830	4104	0,072
Hidro. peq. pot.	1008	1938	1,923
Total no gestionable	59012	26697	0,452
Total Rég. especial	60077	35080	0,584
% no gestionable	98	76	

1.3 Evolución de los generadores fotovoltaicos en España

Particularmente, en España los generadores fotovoltaicos han experimentado un gran crecimiento, como puede observarse en los datos de la Tabla 1.6 donde se detalla la potencia fotovoltaica acumulada anual (MW) instalada en España [1]. Si se observan dichos datos gráficamente en la Fig. 1.6, se puede observar que en los años 2007 y 2008 ha existido un verdadero auge en la instalación de nueva potencia fotovoltaica, coincidiendo con el despliegue de las primas, mientras que en los años posteriores existe una ralentización provocada por el nuevo marco retributivo que limita la potencia con derecho a primas, así como reduce el importe de las mismas, esto es especialmente gráfico en la Fig. 1.7, que representa los porcentajes de incremento de potencia fotovoltaica instalada respecto al año anterior.

Concretamente, por lo que respecta a la energía eléctrica generada por las plantas fotovoltaicas en España, la evolución en los últimos años ha sido

Capítulo 1 Introducción

Tabla 1.6: Potencia FV acumulada anual (MW) instalada en España

Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Potencia	7	12	24	49	148	705	3463	3523	3915

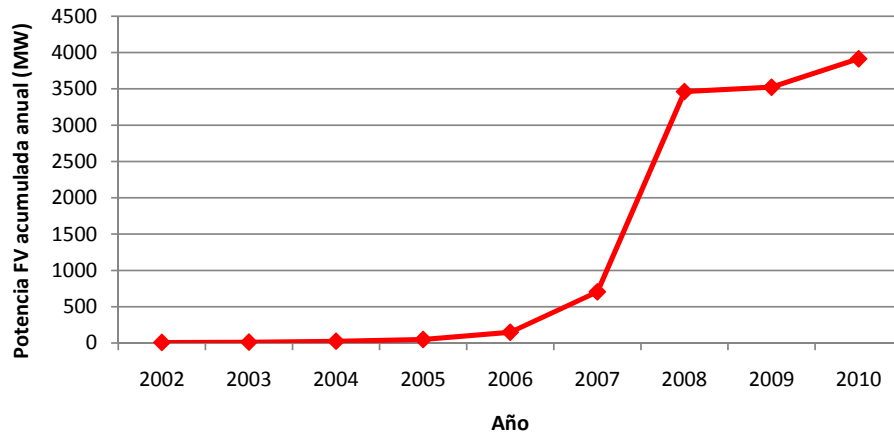


Figura 1.6: Potencia FV acumulada anual (MW) instalada en España

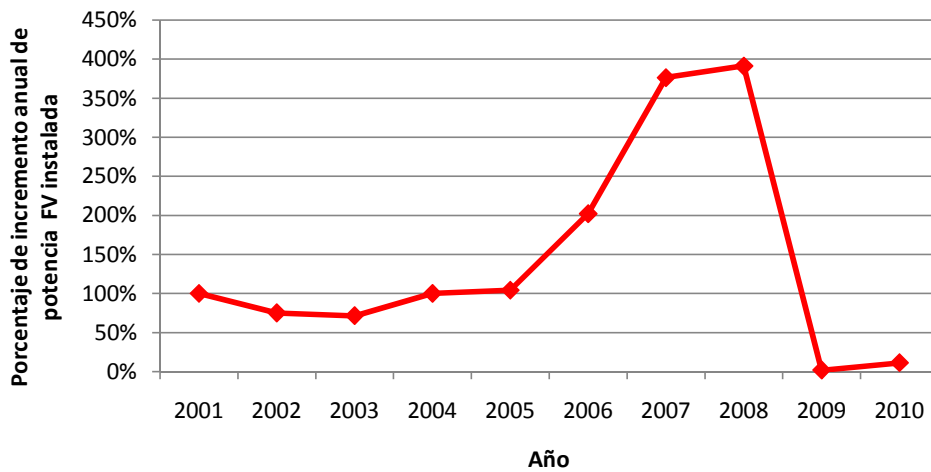


Figura 1.7: Porcentaje de incremento anual de potencia FV instalada en España

1.4 Evolución de los generadores fotovoltaicos en Cataluña

también espectacular, como puede observarse gráficamente en la Fig. 1.8.

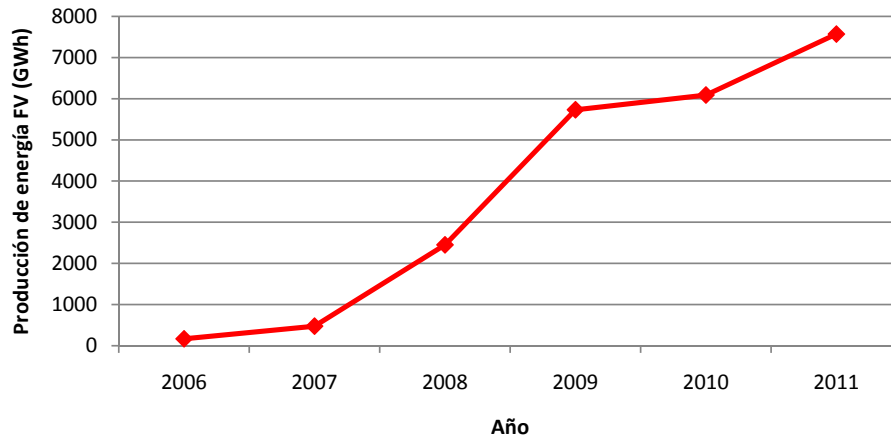


Figura 1.8: Producción de energía eléctrica de origen fotovoltaico en el sistema peninsular español (GWh)

1.4 Evolución de los generadores fotovoltaicos en Cataluña

Un reflejo de lo sucedido en España se puede ver en la evolución de los generadores fotovoltaicos en Cataluña, donde también han experimentado un gran crecimiento, como puede observarse en los datos de la Tabla 1.7 de la Generalitat de Catalunya [6], donde se detalla el número de instalaciones acumulado anual, la potencia FV acumulada anual (kW) y la potencia media (kW) de los generadores instalados en Cataluña, que se pueden observar gráficamente en las Fig. 1.9, 1.10 y 1.11. Se puede observar que en los años 2007 y 2008 ha existido un verdadero auge en la instalación de nueva potencia fotovoltaica, coincidiendo con el despliegue de las primas, acompañado a su vez por un rápido crecimiento de la potencia media de las instalaciones, que se había mantenido prácticamente constante en los años anteriores.

Un aspecto interesante que permite observar los datos suministrados por la Generalitat de Catalunya [6] es la distribución territorial de las instalaciones fotovoltaicas. Como puede observarse en los datos de la Tabla 1.8, las provincias con mayor número de instalaciones y potencia instalada son Barcelona y Lleida, sumando entre ambas el 69,99% de las instalaciones y

Capítulo 1 Introducción

Tabla 1.7: Número de instalaciones, potencia FV acumulada anual (kW) y potencia media (kW) de los generadores FV instalados en Cataluña

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Instalac.	18	81	133	239	338	569	1080	2606
Potencia	130	809	1240	2394	3289	9383	33563	160867
Pot. media	7,2	10,0	9,3	10,0	9,7	16,5	31,1	61,7

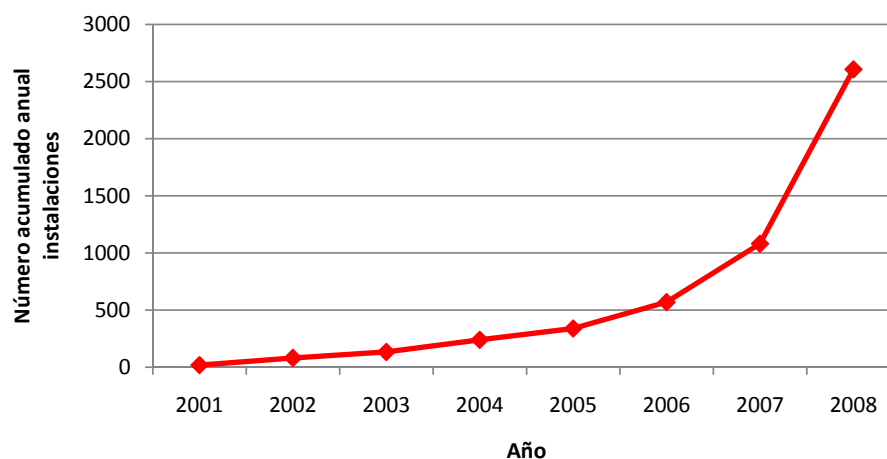


Figura 1.9: Número acumulado anual de instalaciones generadoras FV instaladas en Cataluña

el 70,70 % de la potencia instalada del total de Cataluña.

Si se realiza un análisis de detalle de las diez comarcas catalanas que presentan un mayor número de instalaciones, como puede observarse en los datos de la Tabla 1.9, y más claramente se puede observar gráficamente en la Fig. 1.12, remarcado sobre el plano proveniente del *Atlas Nacional de Catalunya* [7], existen dos agrupaciones de comarcas limítrofes que suman un 57,87 % de las instalaciones de Cataluña, así como un 63,02 % de la potencia total instalada, pudiéndose deducir de dichos datos una conclusión importante: que aunque las instalaciones fotovoltaicas cuentan con una gran facilidad para su conexión distribuida a la red eléctrica, existen concentraciones importantes de dichas instalaciones en determinados ámbitos geográficos, y su distribución geográfica no es siempre homogénea.

Respecto a los motivos de dicha agrupación, puede observarse en el mapa

1.4 Evolución de los generadores fotovoltaicos en Cataluña

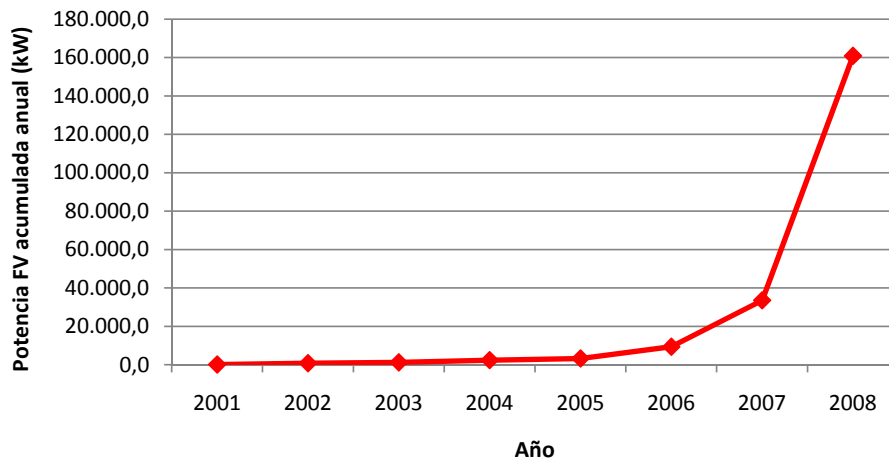


Figura 1.10: Potencia FV acumulada anual (kW) de generadores FV instalados en Cataluña

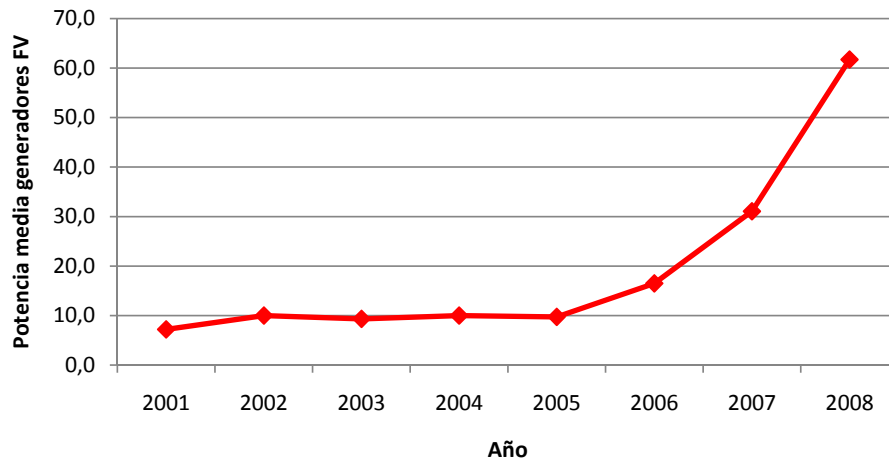


Figura 1.11: Potencia media (kW) de los generadores FV instalados en Cataluña

de irradiación global diaria media anual (MJ/m²) de Cataluña [8] de la Fig. 1.13 que la agrupación situada al Oeste coincide con la zona de mayor irradiación solar media anual, en cambio, la otra agrupación de comarcas coincide con el área de menor irradiación solar, fuera de los Pirineos. Una

Capítulo 1 Introducción

de las posibles causas podrían ser motivos socioeconómicos, como se puede observar por ejemplo en el mapa del porcentaje del Producto Interior Bruto (PIB) industrial comarcal de Cataluña (2006) de la Fig. 1.14, del *Atlas Nacional de Catalunya* [7], las comarcas de la agrupación situada al Este tienen en común un fuerte componente industrial en su PIB, lo que puede facilitar la existencia de iniciativas en el ámbito de los generadores fotovoltaicos, pese a no disponer de las mejores condiciones de irradiación solar del país.

Tabla 1.8: Número de instalaciones, potencia instalada (kW), % de instalaciones y % de potencia instalada de las provincias catalanas respecto al total de Cataluña (2008)

2008	Nº instalac.	Pot. inst.	% instalac.	%Pot. inst.
Barcelona	1024	50737,2	39,29	31,54
Lleida	800	62991,8	30,70	39,16
Tarragona	397	29044,5	15,23	18,06
Girona	385	18093,4	14,77	11,25
Total	2606	160866,9	100,0	100,0

Tabla 1.9: Número de instalaciones, potencia instalada (kW), % de instalaciones y % de potencia instalada de las 10 comarcas catalanas con mayor número de instalaciones respecto al total de Cataluña (2008)

2008	Nº instalac.	Pot. inst.	% instalac.	%Pot. inst.
Osona	243	8491,3	9,32	5,28
Pla d'Urgell	206	17132,8	7,90	10,65
Garrigues	192	20465,1	7,37	12,72
Bages	182	9238,6	6,98	5,74
Ribera d'Ebre	152	13433,4	5,83	8,35
Segria	122	10035,1	4,68	6,24
Barcelones	116	7661,6	4,45	4,76
Selva	103	7044,1	3,95	4,38
Valles Orient.	102	4669,9	3,91	2,90
Valles Occid.	90	3208,4	3,45	1,99
Total	1508	101380,3	57,87	63,02

1.4 Evolución de los generadores fotovoltaicos en Cataluña



Figura 1.12: Distribución geográfica de las diez comarcas catalanas con mayor número de instalaciones FV conectadas a la red de distribución en 2008. Fuente: *Atles Nacional de Catalunya, ICC*

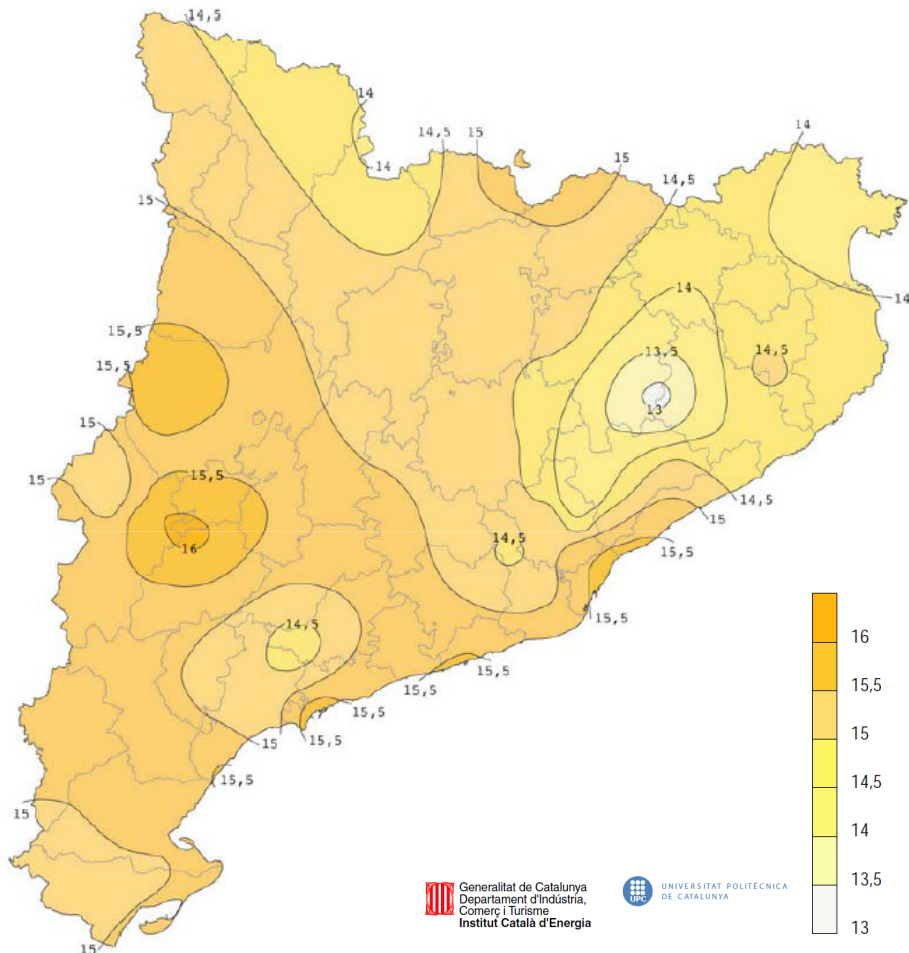


Figura 1.13: Mapa de irradiación global diaria, media anual anual (MJ/m^2), de Cataluña. Fuente: *Atles de Radiació solar a Catalunya*, ICAEN

1.5 Síntesis

Del análisis de los datos recogidos en el presente capítulo se pueden extraer algunas conclusiones de interés para la presente tesis:

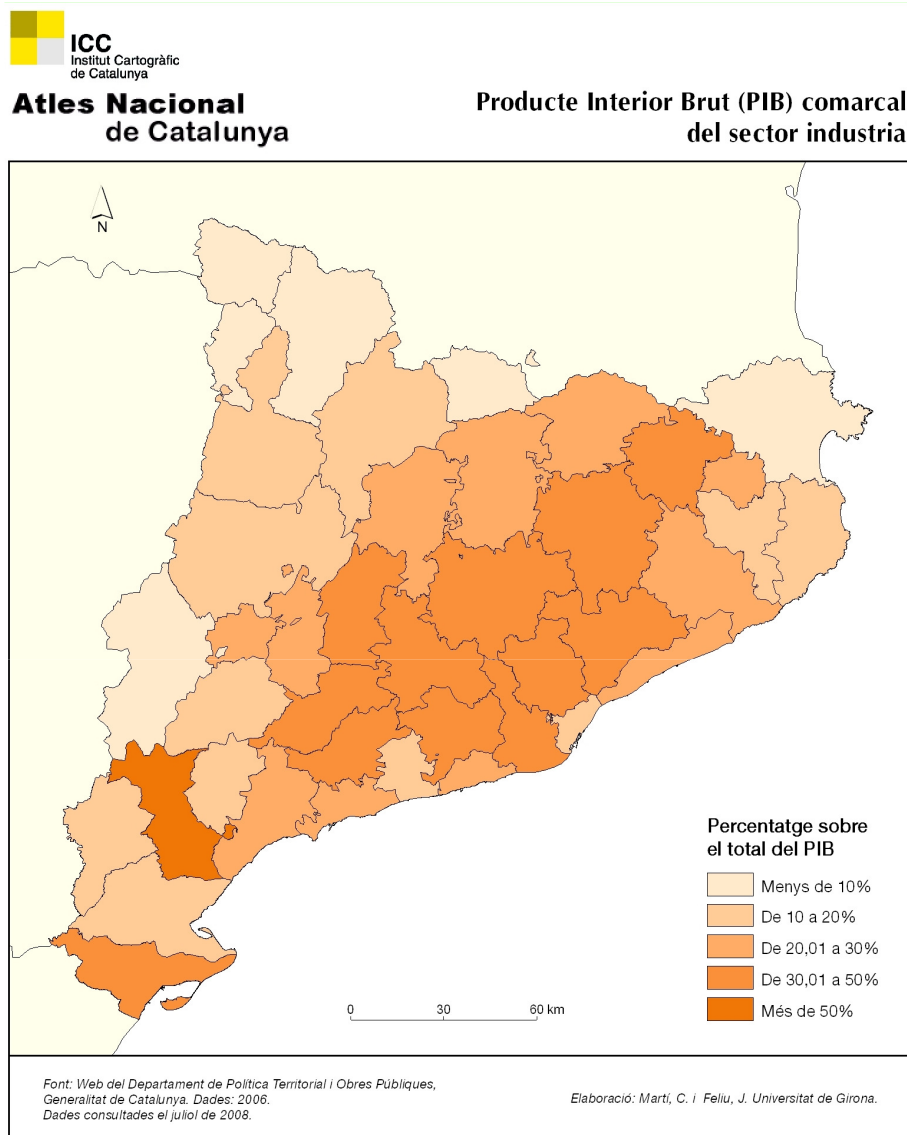


Figura 1.14: Mapa del porcentaje del Producto Interior Bruto (PIB) industrial comarcal de Cataluña (2006). Fuente: *Atles Nacional de Catalunya*, ICC

A nivel mundial existe una imparable tendencia a la introducción de generadores renovables conectados a las redes eléctricas, acelerada últimamente,

Capítulo 1 Introducción

con crecimientos constantes tanto en la potencia instalada como en la cobertura de la demanda de energía, siendo esto particularmente cierto respecto a los generadores fotovoltaicos.

En España existió un importante incremento de la conexión a red de generadores renovables en los últimos años, con progresivo incremento de la potencia instalada, la cobertura de la demanda y el número de instalaciones, aumentando particularmente la participación de los generadores no gestionables: eólicos, fotovoltaicos e hidroeléctricos de pequeña potencia.

En el caso concreto de los fotovoltaicos en España el incremento se concentra en los ejercicios 2007 y 2008, sufriendo posteriormente un freno radical, que corresponde básicamente a las modificaciones regulatorias de su retribución. Se da la circunstancia que a pesar de ello, al cierre del ejercicio 2011 el 94,6% de las instalaciones productoras en régimen especial conectadas a la red son fotovoltaicas, teniendo la particularidad de una potencia media por instalación de tan solo 72 kW, y por tanto una mayoritaria conexión a las redes de distribución en baja y media tensión.

En el caso particular de Cataluña se observa que los generadores fotovoltaicos no presentan una distribución geográfica uniforme, si no que se agrupan mayoritariamente en determinadas áreas del territorio, concretamente en dos agrupaciones de comarcas situadas al Este y el Oeste del país. Atendiendo al mapa de irradiación solar, parece claro que la agrupación del Oeste corresponde a la ubicación de mayor irradiación solar, mientras que la otra agrupación se da en una zona que es, paradójicamente, la de menor irradiación solar después de los Pirineos; por ello parece claro que existen otros motivos para la concentración de instalaciones fotovoltaicas, como por ejemplo podrían ser los motivos socioeconómicos, siendo el caso común de dichas comarcas el presentar un potente porcentaje industrial en su producto interior bruto.

Capítulo 2

Tecnologías de los generadores fotovoltaicos

En este capítulo se describen tecnológicamente a los generadores fotovoltaicos. Una instalación fotovoltaica conectada a la red de distribución, como puede observarse en la Fig. 2.1, se compone fundamentalmente de dos componentes principales, que son los paneles solares, encargados de transformar la radiación solar en electricidad, y los onduladores electrónicos, que convierten la corriente continua que generan los paneles a la corriente alterna utilizada en la red de distribución eléctrica. Adicionalmente puede existir un tercer elemento, los seguidores solares, que como veremos en los siguientes apartados, modifican de forma importante el comportamiento eléctrico del generador respecto a la red de distribución, así como una serie de elementos auxiliares que proporcionan protección y medida a la instalación.

Los costes de generación fotovoltaica en España dependen de dos variables fundamentales, la ubicación de la instalación y la tecnología utilizada. En el caso de la ubicación, las opciones mayoritarias son el suelo o sobre un tejado, mientras que por tecnología la elección se centra entre cristalina (mono o policristalina) o de capa delgada *thinfilm*. Según estas variables el coste de generación en España se sitúa en 2011 entre 20,6-24,1 c/kWh para instalaciones de suelo, y 23,2-26,9 c/kWh para instalaciones de tejado [9].

2.1 Tecnologías de las células solares

Un factor determinante en el comportamiento energético y rendimiento de los generadores solares es la tecnología con la que están fabricadas las células solares que lo componen. Básicamente se pueden dividir en dos tecnologías que actualmente dominan el mercado, que son las de estructura cristalina (mono y policristalina), mayoritarias en el mercado, y las *thinfilm*, o también conocidas como de estructura amorfa, aunque no son las únicas englobadas dentro del concepto *thinfilm*, denominadas así por permitir su tecnología el

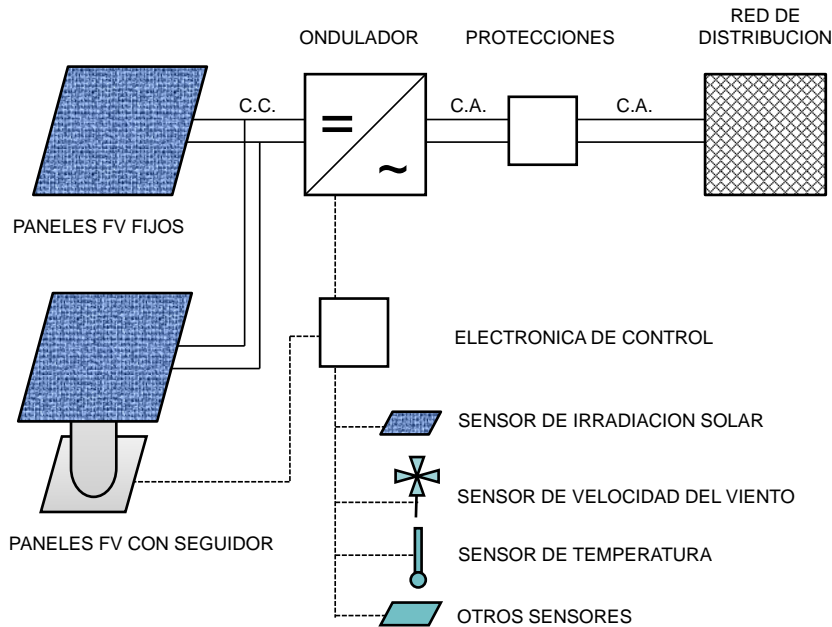


Figura 2.1: Elementos de una instalación fotovoltaica conectada a la red

uso de una capa mucho más fina de silicio solar en su fabricación, y por tanto un menor coste. Existen multitud de otras tecnologías, pero no tienen por el momento una importancia significativa en el mercado actual de células fotovoltaicas [10, 11, 12, 13, 9].

La tecnología monocristalina está basada, como su nombre indica, en la utilización de cristal de silicio puro monocristalino, lo que permite las mayores eficiencias de conversión energética, superiores a un 15% y pudiendo incluso alcanzar valores de un 20%, al ser la que presenta menores impurezas y defectos en su superficie. Por otro lado, es la tecnología más cara, al precisar un proceso de fabricación lento, delicado e intensivo en energía, y por tanto suele ser utilizada en instalaciones que pretenden obtener un alto rendimiento, siendo las células que suelen estar presentes en instalaciones con seguidor solar.

La tecnología policristalina se basa en la utilización de cristal de silicio policristalino, creado a base de la utilización de múltiples cristales monocristalinos. Este es un proceso más sencillo y menos intensivo en uso de energía,

2.2 Onduladores

por lo que son células de un coste inferior a las anteriores. A cambio, su rendimiento energético como convertidor solar es inferior al de las células monocristalinas, con eficiencias que suelen estar en valores de alrededor de un 12%. Esta tecnología, junto con la amorfa en segundo lugar, es la más usual en instalaciones fijas, sin seguidor.

Las células *thinfilm*, que son también conocidas de manera genérica como de estructura amorfa, por ser las de uso mayoritario pero no las únicas que usan una capa mucho más fina de silicio solar en su fabricación. Esta tecnología consiste en la superposición de láminas de diversos materiales, como silicio amorfo (a-Si), silicio microforme (micro-Si), diselenio de indio de cobre (CIS), diselenio de galio indio y cobre (CIGS), telurio de cadmio (CDTe) o heterounión con capa delgada intrínseca (HIT) [9].

Dichas células *thinfilm* tienen además la capacidad de adaptarse a multitud de sustratos de soporte, incluso hasta sustratos flexibles, lo que les permite un gran abanico de aplicaciones. Lamentablemente, sus eficiencias son por el momento las peores de las tres, estando en el entorno de un 6%. Esta tecnología ha perdido parte de su atractivo económico por las caídas de precio del polisilicio de los años 2009 y 2010 [10, 11, 12, 13, 9].

Asimismo existen otras tecnologías relevantes en estado pre-comercial o en fase de I+D:

La tecnología fotovoltaica de concentración (*Concentrated Photovoltaic* o CPV) que utiliza elementos ópticos para concentrar la radiación solar en la célula fotovoltaica, y que puede alcanzar eficiencias superiores a las mencionadas anteriormente, en el entorno de 35-40%, pero que por el momento presenta altos costes del conjunto generador.

También existe un campo que no ha presentado resultados fuera del ámbito experimental del laboratorio, la utilización de la nanotecnología. Los principales enfoques se están concentrando en los polímeros orgánicos, los puntos cuánticos, o las celdas Graetzel, que apuntan a eficiencias en el entorno del 20-35%.

2.2 Onduladores

Se denomina como onduladores a los elementos de los sistemas fotovoltaicos que, mediante la electrónica apropiada, realizan la función de convertir la corriente continua suministrada por los paneles fotovoltaicos en la corriente alterna que el sistema de distribución eléctrica utiliza, para poder así verter la energía generada por los paneles al sistema eléctrico, de una manera que cumpla con las reglamentaciones de seguridad y calidad vigentes [14].

Dado que se trata de equipos de electrónica de potencia, sufren la constante evolución y mejora de sus características que es propia de dicho ámbito tecnológico, con una gran cantidad de empresas, universidades y centros de investigación desarrollando y lanzando al mercado nuevos productos constantemente, por lo que existe una gran heterogeneidad en dichos equipos [14].

Por lo que respecta al tamaño de los equipos, existen dos tendencias de desarrollo de inversores [15], frente al cada vez mayor tamaño de los parques de paneles solares instalados (como hemos podido ver en los capítulos anteriores). Por un lado se desarrollan equipos cada vez más grandes y de mayor potencia, y por otro, atendiendo a las diversas micro condiciones atmosféricas en las grandes extensiones de paneles (principalmente de irradiación solar por las sombras), se desarrollan equipos pequeños de hasta 5 kW que tengan capacidad de funcionar en equipo, para reducir costes y ser capaces de optimizar las diferentes condiciones del parque solar en cada momento, y reduciendo los costes de eventuales averías, dejando el sistema sin producir el menor número de horas posible.

Por lo que respecta al transformador del equipo, los inversores pueden clasificarse como con transformador de baja frecuencia (50Hz), de transformador de alta frecuencia o sin transformador[14].

Así mismo, una función importante que presentan los onduladores de los parques fotovoltaicos es la de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). La curva característica tensión intensidad (V-I) de generación de un panel fotovoltaico no es lineal y depende principalmente de dos factores, la radiación solar y la temperatura ambiente, existiendo en cada momento un único punto en el cual la obtención de energía del sistema es máxima, en función de las variables mencionadas. Con la finalidad de extraer la máxima cantidad de energía posible del sistema se han diseñado diversas estrategias de optimización en los onduladores mediante algoritmos de MPPT [16], que van modificando el punto de operación de la instalación en función de las circunstancias, utilizando diversos métodos de cálculo iterativos.

2.3 Seguidores solares

Existe una amplia diversidad de tecnologías de seguidores solares [17], que permiten compensar el movimiento diario y estacional del sol, permitiendo incrementar el rendimiento energético de las instalaciones fotovoltaicas al mantener el ángulo de incidencia del sol sobre la superficie generadora fotovoltaica. Se estima que los seguidores solares pueden incrementar dicho

2.3 Seguidores solares

rendimiento energético entre un 10 % y un 100 %, pero no se recomiendan para instalaciones pequeñas, debido a las pérdidas energéticas que pueden suponer, del orden del 2 % al 3 % de la energía generada [17].

Los seguidores solares se dividen en pasivos y activos. Los pasivos se basan en la expansión de algún material en función de la irradiación recibida, mientras que los activos, los más utilizados, se basan en sistemas tecnológicos controlados mediante microprocesadores con sensores electro ópticos, o bien en células solares auxiliares, o basados en cálculos de la fecha y la hora, o una combinación de los anteriores [17].

Los seguidores también pueden ser clasificados en función de los ejes en los que se mueven. Los seguidores denominados de un eje pueden desplazarse en el eje vertical (seguidor de Azimut), para seguir al sol en sus diferentes alturas respecto al horizonte, como puede observarse en la Fig. 2.2, o bien en el eje horizontal, para realizar un seguimiento del sol Este-Oeste. Los denominados de dos ejes pueden realizar ambas funciones [17].

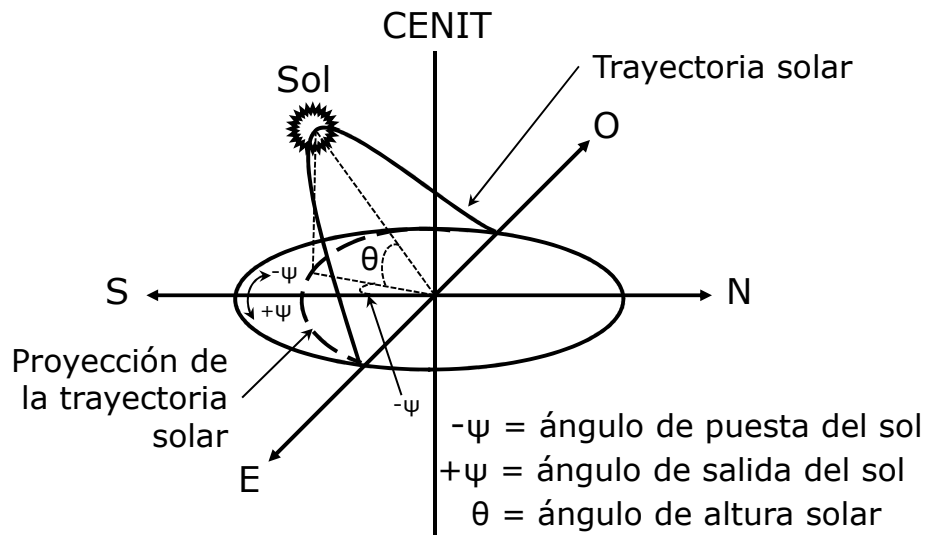


Figura 2.2: Trayectoria solar percibida desde la superficie terrestre

Respecto al uso o tipología de la instalación, es importante distinguir entre instalaciones de suelo y tejado. Las primeras suponen aproximadamente un 88 % de la potencia total fotovoltaica instalada en España, mientras que las segundas el 12 % restante [9].

Las instalaciones de suelo se realizaban tradicionalmente o bien fijas, o

bien con un seguidor, que permitía aprovechar más las horas de sol y generar más energía eléctrica, a cambio de un incremento en el coste de los equipos y del software de seguimiento y de control. Con la caída de los precios del polisilicio en 2009, las plantas con seguidor han ido perdiendo competitividad (tanto de uno como de dos ejes), y por ello la mayoría de instalaciones de suelo que se ponen en marcha actualmente se llevan a cabo sin seguidor, fundamentalmente por cuatro motivos [9]:

- El mayor peso de los seguidores en el coste total del sistema, una vez que el coste de los módulos ha visto reducida su importancia debido a la caída de precios entre 2009-2010.
- La mayor degradación anual de los módulos en sistemas con seguidor por la mayor duración de los ciclos y, por tanto, su menor vida útil.
- La mayor necesidad de espacio para sistemas con seguidor con respecto a los fijos, por las mayores sombras.
- El incremento en la complejidad de diseño y mantenimiento.

2.4 Elementos auxiliares

Los sistemas fotovoltaicos requieren de elementos auxiliares para que la generación de energía eléctrica se realice en condiciones de seguridad para las personas y equipos del sistema, y pueda ser convenientemente retribuida. Para ello, es necesario que disponga de las protecciones y los equipos de medida adecuados.

Protecciones eléctricas: Para evitar la aparición de sobreintensidades y sobretensiones que puedan dañar los propios equipos o provocar defectos en la red a la que se conecten, es necesario que los paneles fotovoltaicos y los convertidores dispongan de una serie de protecciones. También son necesarios elementos en la instalación para evitar riesgos a personas por contacto directo o indirecto.

Equipos de medida: Los contadores son equipos que permiten cuantificar la energía generada por los sistemas fotovoltaicos. Estos equipos deben cumplir con lo especificado en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. En el mismo se especifica:

”El sistema de medidas previsto en el presente reglamento, constituye un elemento básico necesario para el funcionamiento de un mercado abierto y para efectuar la liquidación de la energía, dado que es necesaria la existencia

2.5 Generadores fotovoltaicos y la red de distribución

de un sistema que permita la medición de los consumos y de los tránsitos de energía entre los diferentes sujetos y actividades eléctricas.”

Por tanto las medidas se centran en el registro de la energía circulante en los períodos establecidos, con finalidades de facturación económica.

2.5 Generadores fotovoltaicos y la red de distribución

Como se ha descrito anteriormente, los generadores fotovoltaicos han experimentado un gran desarrollo en el mundo, y concretamente en España, en los últimos años [18, 19, 20, 21, 22, 23], presentando cada vez una mayor diversidad de aplicaciones [24, 25].

A diferencia de los generadores eólicos, que mayoritariamente se instalan en plantas de decenas o centenares de MW, y que por tanto se conectan al sistema de transporte o al sistema de distribución en alta tensión, las plantas de generación fotovoltaica son mayoritariamente de pequeño tamaño y se conectan al sistema de distribución eléctrica [26, 27, 21, 28, 13]. Concretamente, como hemos podido ver en la Tabla 1.5, al cierre del ejercicio 2011, la potencia media de las instalaciones eólicas en España es de 11,59 MW, mientras que la de las instalaciones fotovoltaicas es de 72 kW.

La conexión de este tipo de generación a las redes de distribución tiene el efecto de ayudar a disminuir la necesidad de nuevas infraestructuras de conexión en alta tensión [29], pues acerca la generación a los puntos de consumo, contribuyendo así mismo a la disminución de las pérdidas del sistema. Pero también comporta que se conecten elementos de generación a una red que ha sido planificada, proyectada y desarrollada sin tener en cuenta dicha generación, y que por tanto se enfrenta a un nuevo paradigma, como se describe extensamente en [30].

Concretamente, la conexión de generadores fotovoltaicos a la red de distribución, y en particular a la red de baja tensión, donde mayoritariamente están conectados, comporta una serie de problemáticas que se describen a continuación.

- *Regulación de tensión BT:* La regulación de tensión BT se fija manualmente mediante la modificación de la toma directamente en bornes del transformador MT/BT del centro de transformación, maniobra que se debe hacer sin tensión en el transformador. En el caso de existir generación distribuida en las líneas BT, no es posible prefijar una regulación de tensión MT/BT dado que las fuentes de generación fotovoltaicas son variables y no existe un comportamiento controlado de la potencia

generada, que varía en función de las condiciones atmosféricas (nubes, niebla, etc.).

- *Variaciones de tensión:* La conexión de instalaciones de baja potencia sobre redes BT radiales que no sean al inicio de la línea pueden producir reclamaciones de clientes conectados en dichas redes, pues la tensión generada por las plantas fotovoltaicas varía en función de los ciclos del día y la noche.
- *Caídas de tensión:* La conexión de instalaciones de generación sobre líneas BT dedicadas pueden provocar reclamaciones de los propios generadores, por las altas tensiones observadas en el punto de conexión de los mismos a la red, al tener que superar la caída de tensión (c.d.t) de la línea para evacuar la energía hasta el transformador MT/BT, pues la tensión en el transformador se ajusta para alimentar a los clientes en los extremos de la red BT cumpliendo las c.d.t. reglamentarias (7 % c.d.t. máxima), sin considerar la generación distribuida en esa u otras líneas BT.
- *Problemática conexión monofásica - trifásica:* La conexión de instalaciones de generación fotovoltaica de potencia igual o inferior a 5 kW puede ser monofásica, a elección del generador, aunque el suministro en el mismo punto de conexión a la red sea trifásico, lo cual en situaciones de líneas BT de alta longitud, aunque sean dedicadas, genera problemáticas de desequilibrio de fases, de difícil solución, que pasan a ser responsabilidad de la compañía distribuidora.
- *Desequilibrios de neutro:* Una instalación de generación fotovoltaica trifásica, que utiliza un convertidor trifásico, realiza una compensación de las tres intensidades de fase, de forma que la intensidad de neutro se reduzca al mínimo. Existen fabricantes de convertidores que promueven para dichas instalaciones la utilización de 3 convertidores monofásicos, como hemos podido ver en apartados anteriores, pues utilizan el mismo convertidor tanto para conexiones monofásicas como trifásicas, y el coste unitario de producción, y por tanto de compra del convertidor, es menor, así como se disminuyen el número de horas total de indisponibilidad de la instalación en caso de avería, al poder subdividir la misma por fases. Esto comporta serios problemas a la red de distribución, pues la intensidad de neutro resultante es la suma vectorial de las tres intensidades de fase, sin ningún tipo de compensación.

2.6 Síntesis

- *Formación de islas:* Los generadores fotovoltaicos incorporan protecciones para detectar la falta de tensión en cabecera, en el punto de conexión a red, y provocar la desconexión del generador, con el fin de evitar mantener su aportación a una red que ha sido desconectada por operación o contingencias. No obstante, se desconoce el comportamiento de redes con posibles equilibrios de carga y generación, o más de un generador aportando a la misma subred, donde la isla podría mantenerse dentro de los márgenes de operación del generador y no ser detectada por él, manteniendo su aportación con el consiguiente peligro de formación de islas autónomas en redes que el operador considera que están sin tensión. En estos casos, además del posible peligro para las personas e instalaciones, se podría correr el peligro de derivas de frecuencia o oscilaciones de potencia, sobretensiones o subtensiones.

2.6 Síntesis

En el presente capítulo se han descrito tecnológicamente los sistemas de generación fotovoltaicos. Posteriormente, se mencionan posibles problemáticas derivadas de la incorporación de dichos generadores a la red de distribución, para señalar que no supone una liberación parcial de la red de distribución eléctrica, sino una complejidad adicional que obliga a redimensionar y a rediseñar determinados elementos de la red, a la instalación de más puntos de medida y a la incorporación de sistemas de gestión y control adicionales.

Es por tanto también necesario modificar la forma en que se planifica la red, teniendo en cuenta la presencia de estos nuevos elementos. Existe literatura acerca de los límites que la generación distribuida supone a la hora de planificar y explotar la red [31, 32] y definir los requerimientos de conexión [33].

Capítulo 3

Sistema de distribución eléctrica

A continuación se proporcionan datos técnicos, económicos y regulatorios que permiten definir el sistema eléctrico español, y en concreto, la red de distribución que es el objeto del presente documento.

3.1 Datos estadísticos

En el año 2010, el consumo neto de energía eléctrica de España fue de 260.412 GWh. En términos de tendencias, se puede indicar que en los últimos 20 años el consumo neto de electricidad de España ha crecido a un ritmo medio anual del 3,6 % y, en los últimos 10 años, dicho crecimiento fue más bajo (2,8 %) debido al efecto del crecimiento nulo de 2008 y el negativo de 2009, según los datos recogidos del sector por UNESA en su memoria del 2010 [34]. Así mismo existe un marcado reparto de los clientes (datos del 2006), la potencia contratada y la energía suministrada entre las tres tensiones en las que se divide el sistema eléctrico español en el sector, que son Alta Tensión (AT), Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT), como puede observarse en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Número de clientes (2006), potencia contratada (MW) y % de la energía total suministrada por nivel de tensión en el sistema eléctrico español en 2010

2010	Nº clientes	Potencia contratada	% Energía
AT (mayor de 36 kV)	1780	8444	19,4
MT (entre 36 kV y 1 kV)	92666	23482	30,0
BT (menor de 1 kV)	25594532	142554	50,6
Total	25688978	174480	100,0

A continuación en la Tabla 3.2 y Tabla 3.3 se proporcionan los datos estadísticos publicados por las dos principales compañías distribuidoras del

Capítulo 3 Sistema de distribución eléctrica

país, Endesa [35] e Iberdrola [36], para el ejercicio 2010, con el fin de poder disponer de una idea más ajustada de las dimensiones de las redes de distribución que gestionan.

Tabla 3.2: Datos estadísticos de Endesa en 2010

Datos 2010	Endesa
Líneas aéreas de AT (km)	18200
Líneas subterráneas de AT (km)	680
Líneas aéreas de MT (km)	80570
Líneas subterráneas de MT (km)	38098
Líneas aéreas de BT (km)	94752
Líneas subterráneas de BT (km)	84974
Subestaciones transformadoras (nº)	1242
Subestaciones transformadoras (MVA)	82727
Centros de transformación (nº)	127843

Tabla 3.3: Datos estadísticos de Iberdrola en 2010

Datos 2010	Iberdrola
Puntos de suministro (nº)	10733192
Energía distribuida (GWh)	100596
Líneas de AT (km)	19591
Líneas de MT y BT (km)	215290
Subestaciones transformadoras (nº)	916
Centros de transformación (nº)	91102

3.2 Definiciones

Citando a la Ley 17/2007, de 4 de julio, se define:

”La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y sus disposiciones normativas de desarrollo, establecieron el régimen jurídico de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico, de acuerdo con las previsiones contenidas en la Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.”

3.2 Definiciones

La red de transporte o de muy alta tensión, comprende las líneas de las tensiones de 400kV y 220 kV, o de tensiones inferiores con funciones de transporte, así como los transformadores AT/AT (normalmente ATR, de potencias habituales comprendidas entre 100 y los 300 MVA) que reducen la tensión del transporte a las redes de distribución en alta tensión. Dicha red es gestionada por el operador de la red de Transporte (Red Eléctrica de España, S. A.) y por lo tanto no está entre las responsabilidades del operador de la red de Distribución.

Así mismo la ley 54/1997, en su artículo 9 de definición de los sujetos del mercado eléctrico, define:

”Los distribuidores, que son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y proceder a su venta a aquellos consumidores finales que adquieran la energía eléctrica a tarifa o a otros distribuidores que también adquieran la energía eléctrica a tarifa.”

Desde el punto de vista de las compañías distribuidoras, la red de distribución eléctrica se divide en tres redes diferenciadas por su nivel de tensión: las redes de alta, media y baja tensión. Cada una de ellas dispone de una configuración y características que le son propias, tanto por lo que respecta a su planificación, como a su diseño y su explotación.

3.2.1 Red de distribución en alta tensión

La red de distribución en alta tensión en España comprende líneas de tensión inferior a 220 kV que no realicen funciones de transporte, hasta los 36 kV de tensión, siendo comunes las de 132 kV, 110 kV, 66 kV, 50 kV y 45 kV de tensión. Estas líneas cumplen las funciones de conectar la red de transporte (de muy alta tensión, a 220 kV y 400 kV, en la península) con las subestaciones de distribución que están repartidas por el territorio. Estas subestaciones efectúan la conversión a media tensión mediante los transformadores AT/MT (transformadores con potencias habituales comprendidas entre los 20 y los 60 MVA), así como también conectan con grandes clientes y grandes plantas de generación mediante subestaciones específicas y/o mixtas con la distribución a media tensión, como puede observarse en la Fig. 3.1.

Según los datos aportados por UNESA en su memoria del 2010 [34], por escalones de tensión, a finales de 2010 las líneas de 400 kV sumaban una longitud de 18.576 km que equivalen al 31,8% del total. Las de 220 kV alcanzaron los 17.221 km, un 29,5% del total y las de 132-110 kV suponen

Capítulo 3 Sistema de distribución eléctrica

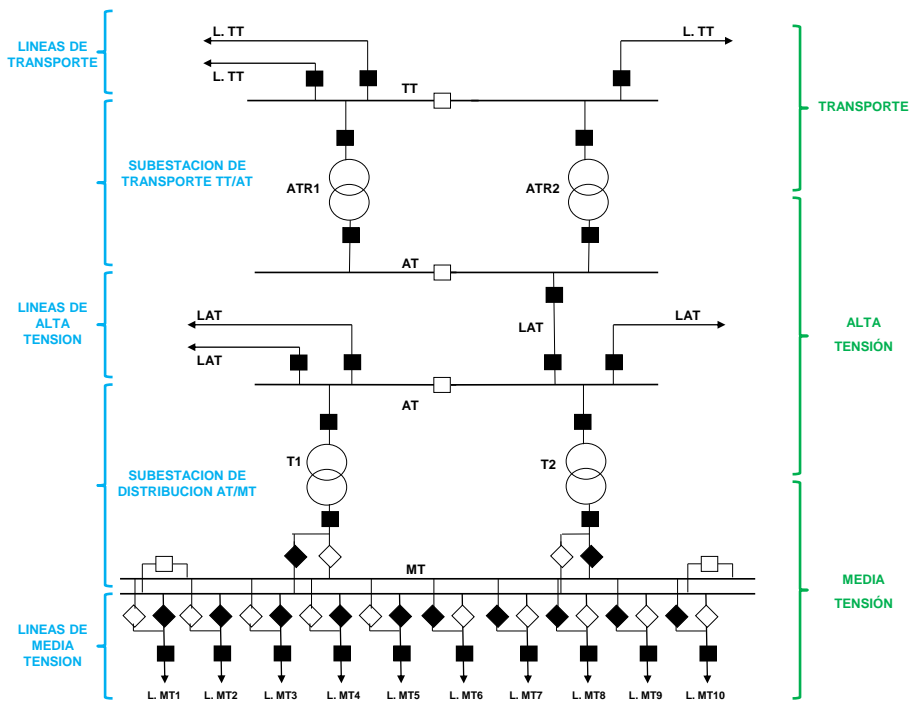


Figura 3.1: Red de distribución en alta tensión

22.652 km, es decir, un 38,8% de la longitud del conjunto de las líneas indicadas.

Entre los años 2000 y 2010 la longitud de las líneas de 400 kV ha aumentado en 3.658 km, la de 220 kV lo han hecho en 1.218 km y las de 132-110 kV en 2.328 km. En términos porcentuales y sobre el 2000, tales variaciones absolutas suponen unos incrementos del 24,5%, 7,6% y 11,5% respectivamente. La variación de la longitud total de todos los niveles de tensión fue de 7.204 km y supuso un aumento del 14,1% respecto a 2000 [34].

La red de alta tensión, tanto la de transporte como la de distribución, es una red mallada con explotación acoplada en subsistemas, desarrollada con el criterio de N-1 respecto a circuitos y transformadores, es decir, que en el caso de una contingencia que ponga fuera de servicio un transformador o un circuito, existe otro elemento que puede realizar sus funciones, manteniendo la red con funcionalidad plena. Así mismo, ambas redes disponen de un alto nivel de telecontrol y automatización, siendo posible realizar prácticamente la totalidad de las maniobras necesarias remotamente desde el despacho de

3.2 Definiciones

maniobras.

Esto es así debido a la importancia que tiene la red de alta tensión, por las grandes cantidades de energía que distribuye y, por tanto, el fuerte impacto que tendría la no funcionalidad de alguno de sus componentes, afectando a un número muy importante de clientes y/o potencia contratada.

La configuración tanto de las líneas de alta tensión como de transporte es mayoritariamente de punto a punto, de subestación a subestación, configurando series de circuitos enlazados en las barras de las subestaciones de AT. Las líneas de alta tensión son mayoritariamente aéreas en las zonas rurales, pues conectan subestaciones situadas a grandes distancias, mientras que en zonas urbanas son mayoritariamente subterráneas y de una longitud mucho menor, aunque de gran capacidad pues las zonas urbanas concentran la demanda.

Así mismo, a diferencia de las otras redes de distribución explicadas en los siguientes capítulos, la red de distribución en alta tensión es una red muy estática, en la cual las líneas unen punto a punto los nudos (subestaciones), con un número relativamente reducido de derivaciones, y con una topografía que se ve poco modificada a lo largo del tiempo, tanto por sus propias características de diseño, como por las elevadas inversiones necesarias para la modificación de la misma o la introducción de nuevos elementos.

Estas características facilitan los estudios de red por la disminución de las diversas posibilidades de explotación de la red, así como también por facilitar la interpretación de los datos históricos de medidas registrados. Por su característica de explotación mallada, precisan de herramientas de simulación de redes malladas.

3.2.2 Red de distribución en media tensión

La red de distribución en media tensión en España comprende líneas desde los 36 kV hasta 1kV, que parten de las subestaciones de distribución que contienen los transformadores AT/MT alimentados por la red de alta tensión, siendo las tensiones más habituales las de 25 kV, 20 kV, 15 kV y 11 kV.

Estas líneas de media tensión se distribuyen por el territorio alimentando las centros de distribución que contienen los transformadores MT/BT (lo usual, pero no exclusivo, es que exista un único transformador por centro de distribución (CD), con potencias habitualmente comprendidas entre los 63 kVA y los 1.000 kVA) y que a su vez alimentan la red de baja tensión, así como también pueden conectar directamente las subestaciones con clientes y/o plantas de generación de tamaño medio, mediante centros de distribu-

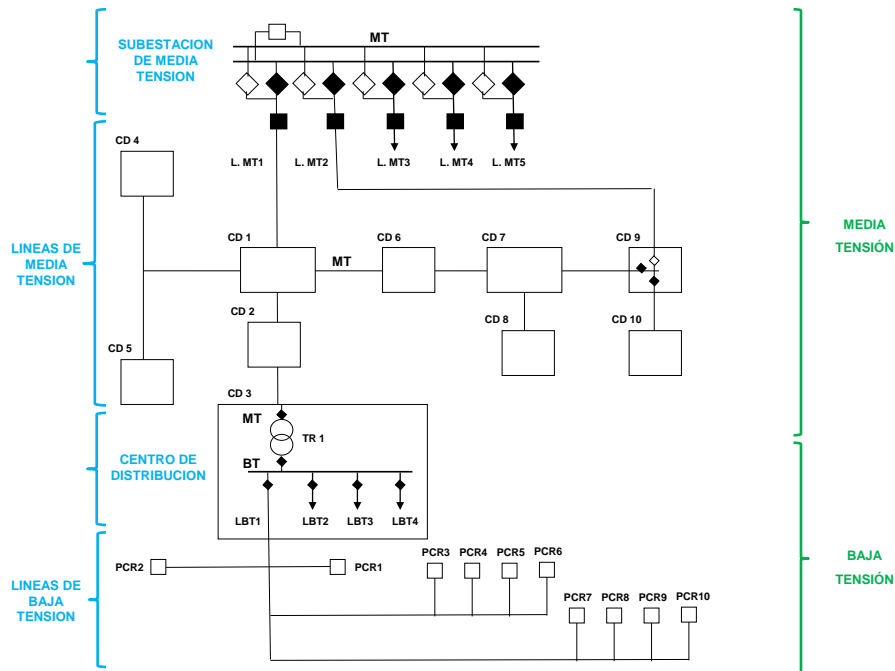


Figura 3.2: Red de distribución en media y baja tensión

ción específicos, como puede observarse en la Fig. 3.2. También existen los denominados postes de transformación (PT), que son postes que sostienen en su parte superior transformadores MT/BT de menor potencia, pero que están cayendo en desuso por motivos medioambientales y de seguridad, en favor de instalaciones en superficie o soterradas que permitan dar un mayor grado de confinamiento físico al transformador mediante diversos tipos de cubiertas fijas.

La red de distribución en media tensión es una red explotada de forma radial, aunque resulta muy común la existencia de seccionamientos a lo largo de la línea, y de puntos frontera que pueden conectar líneas de media tensión adyacentes en caso de contingencia. Por tanto el criterio de N-1 no es aplicado en esta red, si no que es sustituido por las previsiones de refuerzos mutuos en caso de contingencia, ya que las potencias alimentadas, que no suelen superar los 15 MVA por circuito, y por tanto el número de agentes afectados, es mucho menor por elemento que en el caso de la alta tensión.

Estos refuerzos se proporcionan mediante lo que se ha denominado como

3.2 Definiciones

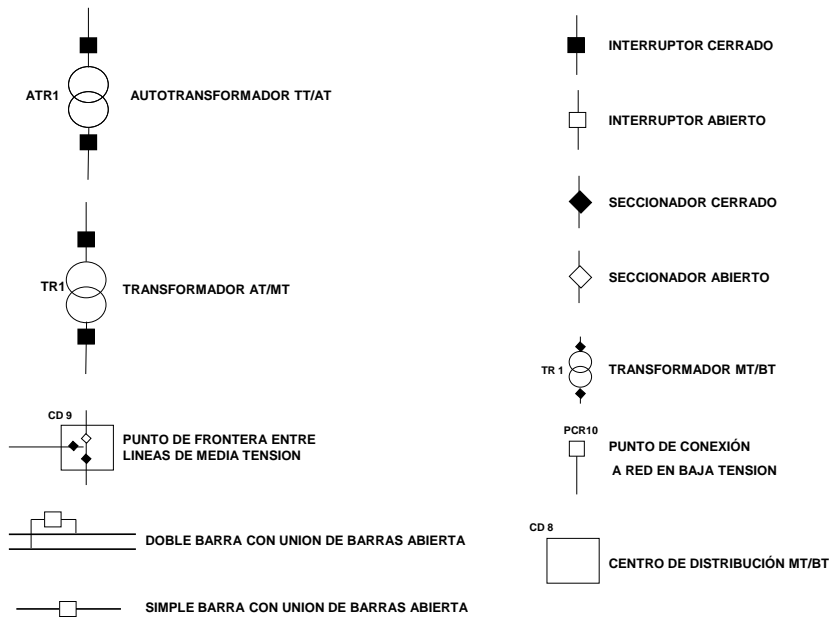


Figura 3.3: Nomenclatura de los esquemas de red de distribución en alta, media y baja tensión

puntos frontera (PF), y que como su propio nombre indica, son conexiones entre las líneas de media tensión que realizan la función de fronteras entre las mismas, explotándose la red con dichos puntos abiertos, es decir, sin conectar dichas líneas de media tensión, pero posibilitando un rápido trasvase de cargas de un circuito a otro en caso de necesidad, mediante la utilización de los seccionamientos mencionados, siendo posible mediante una o varias maniobras aislar en un tiempo reducido el tramo de línea afectado por dicha contingencia, al tiempo que se alimenta el resto del mercado.

Estas operaciones pueden realizarse mediante accionamientos telemandados, o bien, mayoritariamente, mediante accionamientos manuales accionados por las brigadas de operación y mantenimiento en campo, una vez se ha inspeccionado la posible causa de la contingencia. La configuración de las líneas de media tensión es mayoritariamente de tipo arborícola, con múltiples derivaciones desde la traza principal, para atender el mercado allí donde se encuentra, siendo esto especialmente cierto en las líneas de media tensión

rurales, mayoritariamente aéreas, dominando la configuración subterránea en zonas urbanas, con líneas más cortas, con menos derivaciones y de mayor capacidad, pues las zonas urbanas concentran la demanda.

Es por tanto una característica muy propia de las líneas de media tensión la variabilidad del mercado atendido a lo largo del tiempo, ya que las diversas contingencias o necesidades de la adecuada atención del mercado hacen que las fronteras entre circuitos se desplacen, y esto, unido a su característica distribución geográfica ramificada en derivaciones para atender al mercado, hace que suela emplearse en el sector la expresión de que *la red de media tensión es una red viva*. Ello dificulta el análisis de la red, al aumentar las opciones de explotación, así como también dificulta la interpretación de los datos históricos de medidas registrados. Por su característica de explotación radial, es preciso aplicar herramientas de simulación de redes radiales en su planificación y operación.

3.2.3 Red de distribución en baja tensión

La red de distribución en baja tensión en España comprende las tensiones nominales de 400/230 V (conexión fase-fase / fase-neutro), aunque todavía existen redes de las tensiones 380/220 V y residualmente de las tensiones 220/125 V.

La distribución en baja tensión se realiza a partir de los centros de distribución, alimentados en media tensión, que contienen los transformadores MT/BT (como se ha indicado anteriormente, lo usual, pero no exclusivo, es que exista un único transformador por centro de distribución, con potencias habitualmente comprendidas entre los 63 kVA y los 1.000 kVA) de los que parten las líneas de baja tensión que realizan la alimentación compartida a los diferentes clientes y/o la conexión a los generadores a las tensiones mencionadas. Así mismo también se pueden conectar directamente con clientes y/o plantas de generación pequeñas mediante líneas de distribución específicas y dedicadas.

La red de distribución en baja tensión es una red explotada de forma radial, y aunque en algunos casos existen elementos de seccionamiento a lo largo de las líneas y puntos frontera que pueden conectar líneas de baja tensión adyacentes en caso de contingencia, no es algo tan común como sucede en la red de media tensión.

La configuración de las líneas de baja tensión es mayoritariamente de tipo arborícola, con múltiples derivaciones desde la traza principal, para atender el mercado allí donde se encuentra, siendo esto especialmente cierto en las líneas de baja tensión rurales, mayoritariamente aéreas, dominando

3.3 Entorno regulatorio

la configuración subterránea en zonas urbanas.

3.3 Entorno regulatorio

A continuación se destacan algunos aspectos del marco regulatorio del sector eléctrico en España que son de interés para el estudio que nos ocupa.

En España se distingue entre actividades reguladas (transporte de energía eléctrica, distribución, gestión económica y técnica del sistema) y las actividades realizadas en el marco de la competencia (generación eléctrica, comercialización e internacional), estableciendo regulaciones específicas para cada uno. También se establece separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas, y separación contable entre las reguladas.

Existe el derecho a la autogeneración, que se organiza y funciona bajo el principio de la libre competencia. No aplica el principio de retribución a través de costes fijos asignados por la administración para la distribución. El funcionamiento de los medios de producción se basa en las decisiones de los agentes económicos en el contexto de un mercado al por mayor organizado de energía eléctrica, con la remuneración resultante del precio de mercado de generación.

La contratación de los agentes puede llevarse a cabo libremente, con mecanismos adicionales de contratación para facilitar las relaciones comerciales entre los agentes, que son en su mayoría gestionados por el operador del mercado. Entre estos mecanismos destaca el mercado diario, con ofertas de producción y demanda diarios, sirviendo como referencia para otros mercados y transacciones.

El operador del sistema gestiona los mercados de servicios complementarios (más cercanos a la operación). La planificación estatal se limita a los medios de transporte, sustituyendo la planificación obligatoria de los medios de producción por una planificación indicativa, con el fin de facilitar las decisiones de los agentes económicos y el establecimiento de criterios relativos a la calidad de servicio, la eficiencia y ahorro energético, la seguridad del suministro y la protección del medio ambiente.

El transporte y la distribución se liberalizan a través de permitir el acceso de terceros a las redes, que deben ser puestas a disposición de los distintos sujetos del sistema eléctrico y los consumidores. La remuneración de las actividades de transporte y distribución se establecen administrativamente. Los conflictos que se den respecto al acceso a la red, son resueltos por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Se crea la figura del comercializador para la libre elección del consumidor,

Capítulo 3 Sistema de distribución eléctrica

con independencia de la propiedad de la red por parte del distribuidor. Se establece así mismo un marco para la promoción de la generación en régimen especial, reconociendo el fracaso del mercado actual para incorporar los costos ambientales de los impactos de las actividades eléctricas, proporcionando también un programa para la gestión de la demanda.

Se encomienda a la Comisión Nacional de Energía asegurar la efectiva competencia en el sistema eléctrico, y garantizar su objetividad y transparencia. Para ello, entre otras características, cuenta con amplios poderes en el campo de la investigación de la información y la resolución de conflictos, así como para establecer cooperaciones con las autoridades administrativas responsables de la defensa de la competencia.

La legislación nacional en España que afecta a la generación distribuida puede resumirse en:

- OM 5/9/1985
- Ley 54/1997
- RD 1955/2000
- RD 1663/2000
- RD 1634/2006
- RD 661/2007
- RD 1578/2008

Y en concreto, a continuación se relacionan las disposiciones que afectan a las tarifas, primas y complementos vigentes de las instalaciones de producción en régimen especial (PRE) en España:

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo para dicha tecnología.
- Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2010, y los precios asignados a las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial del último trimestre de 2009.

3.4 Síntesis

- Orden ITC/1732/2010, de 28 de junio, por la que se revisan los precios asignados a las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial, a partir del 1 de julio de 2010 y para el segundo trimestre de 2010.
- Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2011, y los precios asignados a las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial del último trimestre de 2010.
- Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Orden ITC/2452/2011, de 13 de septiembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, por la que se revisan los peajes de acceso, se establecen los precios de los peajes de acceso super-valorado y se actualizan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, a partir de 1 de octubre de 2011.

Y la legislación específica que afecta a la GD en Cataluña es:

- Decret 308/1996
- Decret 352/2001
- Decret 174/2002
- Instrucció 5/2006

3.4 Síntesis

En este capítulo se han descrito cualitativa y cuantitativamente aspectos del sistema eléctrico español, y en mayor detalle, de la red de distribución eléctrica. Las redes de distribución en alta, media y baja tensión comparten muchas características, pero también presentan peculiaridades que les son propias, que es importante considerar en su análisis. Finalmente, se ha realizado un resumen de aspectos regulatorios que se han considerado de interés en el estudio que nos ocupa.

Capítulo 4

Planificación de la red

En este capítulo se describe en primer lugar en qué consiste la planificación de la red, posteriormente, las particularidades de la planificación de la red de distribución eléctrica, y finalmente, cómo los generadores no programables, y en particular los fotovoltaicos, introducen un nuevo paradigma en la planificación de la red de distribución.

Como se indicará con mayor detalle a continuación, la planificación de la red de transporte corresponde al Estado, por lo que no es objeto del presente capítulo.

4.1 Introducción

La planificación de la red eléctrica se basa en el principio de mantener la capacidad del sistema para satisfacer la demanda actual y futura con unos niveles de calidad de suministro compatibles con las exigencias reglamentarias. Citando a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en su exposición de motivos:

”La presente Ley tiene, por consiguiente, como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente, aspecto que adquiere especial relevancia dadas las características de este sector económico.”

Así mismo, respecto al acceso de terceros a la red (incluyendo generadores distribuidos), en la ley 54/1997 señalada se indica:

”El transporte y la distribución se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes. La propiedad de las redes no garantiza su uso exclusivo. La eficiencia económica que se deriva de la existencia de una única red, raíz básica del denominado monopolio natural, es puesta a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores.”

Capítulo 4 Planificación de la red

Por lo que respecta a la planificación de la red, la Ley 54/1997 se expresa en su Artículo 4, de Planificación eléctrica:

Artículo 4. Planificación eléctrica.

1. La planificación eléctrica, que tendrá carácter indicativo salvo en lo que se refiere a instalaciones de transporte, será realizada por el Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas.
2. La planificación eléctrica será sometida al Congreso de los Diputados.
3. Dicha planificación deberá referirse a los siguientes aspectos:
 - a) Previsión de la demanda de energía eléctrica a lo largo del período contemplado.
 - b) Estimación de la potencia mínima que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.
 - c) Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y distribución de acuerdo con la previsión de la demanda de energía eléctrica.
 - d) El establecimiento de las líneas de actuación en materia de calidad del servicio, tendentes a la consecución de los objetivos de calidad, tanto en consumo final, como en las áreas que, por sus características demográficas y tipológicas del consumo, puedan considerarse idóneas para la determinación de objetivos diferenciados.
 - e) Las actuaciones sobre la demanda que fomenten la mejora del servicio prestado a los usuarios, así como la eficiencia y ahorro energéticos.
 - f) La evolución de las condiciones del mercado para la consecución de la garantía de suministro.
 - g) Los criterios de protección medioambiental que deben condicionar las actividades de suministro de energía eléctrica.
4. En la regulación de la prestación del suministro de energía eléctrica se tendrán en cuenta los planes y recomendaciones aprobados en el seno de los Organismos internacionales, en virtud de los Convenios y Tratados en los que el Reino de España sea parte.

4.2 Planificación de la red de distribución

4.2 Planificación de la red de distribución

Como se ha indicado en el apartado anterior, la planificación de la red de distribución por parte de las administraciones presenta un carácter indicativo, siendo ejercida en su detalle por las compañías distribuidoras.

Se puede resumir el proceso de planificación de la red de distribución en los siguientes pasos:

1. Adquisición de datos de la red, en relación a un escenario de generación, un escenario de demanda y un escenario de red.
2. Modelización de la red utilizando los datos adquiridos, según un escenario de estudio de la red, utilizando herramientas de software de modelado de la red, aplicando criterios de diseño y planificación de la red definidos previamente. Se analizan los escenarios más desfavorables para la red.
3. Se definen las posibles situaciones de riesgo potencial, definiendo la demanda y clientes afectados, y la previsión temporal de su aparición.
4. Aplicando el modelo de red y los criterios de diseño de la misma previamente definidos, se proponen las diferentes soluciones posibles, cuantificándolas de manera que sea posible priorizarlas.
5. Se elabora un plan de inversiones, optimizando las soluciones a aplicar que minimicen el riesgo y maximicen el beneficio para el sistema.

Este proceso de análisis se repite en el tiempo, dado que hay toda una serie de factores que pueden modificar los escenarios contemplados, haciendo necesaria una nueva valoración, o bien considerar la definición de nuevos escenarios. Algunos de los factores indicados son los siguientes:

- Nuevas solicitudes de suministros (nueva demanda).
- Nuevas solicitudes de conexión de generadores.
- Variaciones de la demanda y/o generación motivadas por causas externas (económicas, climáticas, regulatorias, etc.).
- Puesta en servicio de nuevas instalaciones o repotenciación de las existentes.
- Cambios legislativos, regulatorios, nuevos modelos de negocio, etc.

4.3 Planificación de la red de distribución con generadores fotovoltaicos

La planificación de la red de distribución ha de considerar la creciente presencia en la misma de los generadores renovables que, como se ha podido observar en los capítulos anteriores, son mayoritariamente generadores fotovoltaicos. Estos tienen una creciente relevancia en las redes de media y baja tensión, pues aunque son de menor potencia unitaria, representan un gran número de instalaciones, y representan lo que comunmente es denominado como generación distribuida (GD) [37, 38].

A finales de 2011, de 60.077 generadores en régimen especial conectados al sistema eléctrico español, 56.830 eran fotovoltaicos, tantos como el 94,6 % del total [5]. La generación fotovoltaica cubre un máximo del 4 % del total de energía demandada por el sistema eléctrico nacional, pero su distribución geográfica es muy irregular, como se ha podido ver para el ejemplo de Cataluña, o bien alcanzando valores de hasta el 15 % de la energía generada en la región de Extremadura, con picos de hasta el 25 % en verano [18].

En la mayoría de los casos los generadores no proporcionan medidas de su generación instantánea a las compañías distribuidoras que gestionan la red a la que se conectan [39], si no que proporcionan solo la suma de la energía generada en un período determinado (Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.).

Debido a esta falta de información, las distribuidoras han de realizar suposiciones a la hora de realizar sus cálculos para poder planificar la red, por ejemplo en análisis de contingencias, en la conexión de nueva demanda o en estimaciones de demanda a medio o largo plazo.

En esos casos, existen modelos que pueden ser utilizados con generadores convencionales [40] a la hora de estimar su generación, pero este no es el caso de los generadores renovables conectados a la red, y ello puede incrementar la dificultad de las tareas de planificación de la red, especialmente en áreas con alta concentración de generación distribuida [41].

Por lo que respecta a la red de distribución en media tensión, las compañías distribuidoras usualmente disponen de medidas en cabecera de las líneas de media tensión [42] (alimentadores o *feeders*), medida que está compuesta por

$$P_f = P_{carga} + P_{perdidas} - P_{GD} \quad (4.1)$$

donde P_f es la potencia medida en cabecera de la línea MT (*feeder*), P_{carga} es la potencia de la carga, $P_{perdidas}$ son las pérdidas en el sistema eléctrico

4.3 Planificación de la red de distribución con generadores fotovoltaicos

analizado, y P_{GD} es la potencia generada por la GD.

Si no se dispone de medidas de la carga ni de la GD, que es el caso más probable en la red de distribución, entonces no es posible estimar la demanda de las cargas de los clientes. Esta demanda es requerida para poder realizar la planificación de la red. Esto puede verse gráficamente en el ejemplo representado en las Fig. 4.1 y 4.2.

La Fig. 4.1 muestra un típico ejemplo de sistema de distribución en media tensión donde el circuito alimentador (*feeder*) está conectado a la alta tensión mediante un transformador AT/MT. En MT, a una tensión de 25 kV, el alimentador conecta diversas cargas y generadores FV. En este sistema, la demanda pico está alrededor de los 5,6 MW, y se consideran conectadas al mismo dos plantas FV de una potencia pico de 1 MW cada una. La Fig. 4.2 representa una curva de demanda agregada en un día laborable típico como P_{carga} , la generación FV agregada como P_{GD} en un día soleado típico, y la estimación de las pérdidas es representada por $P_{perdidas}$. La medida en el origen del alimentador, P_f , es representada considerando y no considerando la generación FV. Se puede observar en el caso en que se considera la generación FV, que el pico de demanda del sistema, que como se ha indicado es de 5,6 MW, es prácticamente coincidente con el pico de generación, de aproximadamente 2 MW, en las horas de mediodía. Esto tiene como consecuencia que, en este primer caso en que se adiciona la generación a la demanda, en la curva de la medida total simultánea vista desde cabecera del alimentador, la punta de demanda que se aprecia es a las 20h, con una potencia total de 4,5 MW. En cambio, si se diera el caso de un día lluvioso o en el que se estuvieran realizando tareas de mantenimiento de las plantas FV, se puede apreciar que la punta de demanda podría aparecer alrededor de las 12h, con un valor mayor, de 5,6 MW, dado que no sería compensada por los generadores FV.

Estas situaciones pueden darse cualquier día, en función del tiempo atmosférico u otras circunstancias, por lo que se dificulta la interpretación de los datos históricos así como de las medidas on-line disponibles, siendo necesario considerar la potencia generada por los diversos generadores conectados a la red de distribución a la hora de poder realizar adecuadamente la planificación de la red, incluso en aquellos casos en los que no existen medidas disponibles.

La generación de energía por parte de las plantas fotovoltaicas presenta importantes variaciones respecto a las curvas ideales de generación, fundamentalmente por factores meteorológicos como las nubes, la niebla, etc., como puede apreciarse en las figuras del capítulo de modelos, donde se comparan datos reales registrados de potencia instantánea producida por plantas

Capítulo 4 Planificación de la red

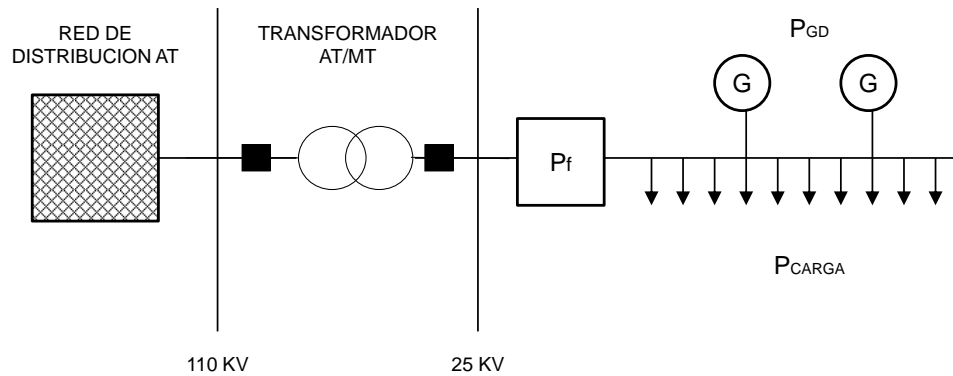


Figura 4.1: Configuración típica de una red de media tensión

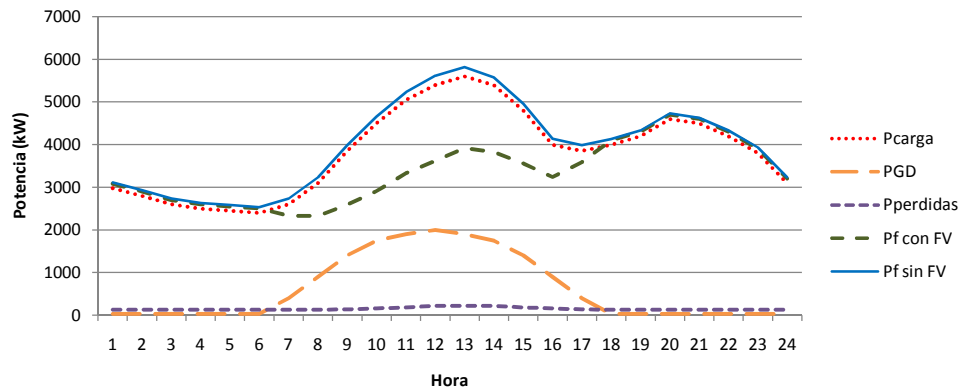


Figura 4.2: Ejemplo de curva de carga agregada para un día laborable típico de un alimentador de distribución

FV con las curvas teóricas derivadas de los modelos.

4.4 Síntesis

En el presente capítulo se ha descrito brevemente el entorno regulatorio de la actividad de planificación de la red en España, así como posteriormente se describe el proceso de aplicación en el caso de la red de distribución.

Finalmente, se describe la casuística asociada a la planificación de la red con generadores fotovoltaicos conectados a la misma, mediante un caso de ejemplo.

Parte II

Propuesta de solución

Capítulo 5

Modelos de predicción de la generación fotovoltaica

Como se ha explicado anteriormente, en la mayoría de los casos los generadores no proporcionan medidas de su generación instantánea a las compañías distribuidoras españolas que gestionan la red a la que se conectan [39], si no que proporcionan solo la suma de la energía generada en un período determinado (Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico), con fines de facturación económica.

Debido a esta falta de información, las distribuidoras han de realizar suposiciones a la hora de realizar sus cálculos para poder planificar y operar la red, por ejemplo al realizar análisis de contingencias, al calcular la conexión de nueva demanda o en estimaciones de demanda a medio o largo plazo.

Existen modelos que pueden ser utilizados con generadores convencionales [40] a la hora de estimar su generación, pero este no es el caso de los generadores fotovoltaicos conectados a la red, y ello puede incrementar la dificultad de las tareas de operación y planificación de la red, especialmente en áreas con alta concentración de generación distribuida [41]. En este capítulo se describen modelos, predictores y métodos de predicción existentes, analizando si es posible solucionar la variable de la producción de los generadores fotovoltaicos mediante la utilización de modelos y predictores adecuados a las necesidades indicadas.

Para poder calcular la potencia generada por la GD y por tanto resolver Ec.(4.1), es necesario desarrollar un método de cálculo indirecto [43, 44]. P_{DG} puede ser calculada mediante un modelo matemático, tomando por ejemplo la irradiación solar como predictor [45], dado que los generadores FV transforman la irradiación solar en electricidad. Modelos similares han sido desarrollados para generadores eólicos [30, 46, 47].

5.1 Irradiancia e irradiación solar

Respecto a la radiación solar que llega a nuestro planeta, suelen utilizarse dos conceptos ampliamente consensuados. El término irradiancia es usualmente utilizado para definir la potencia solar (energía instantánea) que incide en una unidad de área (W/m^2), mientras que la irradiación solar se utiliza para definir la cantidad de energía solar que incide en una unidad de área en un intervalo de tiempo determinado (Wh/m^2).

La interacción de la radiación solar y la atmósfera y la superficie terrestres viene determinada por tres grupos de factores:

1. La geometría terrestre, su revolución y rotación: declinación, latitud, ángulo de hora solar.
2. La atenuación provocada por la atmósfera: gases (particularmente aire, ozono, CO_2 y O_2), partículas sólidas o líquidas, y nubes.
3. El terreno de la superficie: inclinación y orientación de la superficie, elevación, sombras.

Respecto al primer grupo de factores, la irradiancia solar extraterrestre, fuera de la atmósfera terrestre, sí que puede ser calculada con precisión para cualquier posición e intervalo temporal, mediante la utilización de fórmulas astronómicas, aunque comunmente se asume como constante, con el valor de $1367 \text{ W}/\text{m}^2$ [48].

En cambio, diversos estudios demuestran que la irradiancia solar en la superficie terrestre depende en gran medida de los fenómenos meteorológicos, como las nubes, la niebla, la lluvia o la temperatura ambiente [48, 49, 50, 51], así como la topografía concreta del terreno y los objetos circundantes, que generan las correspondientes sombras.

Además, en determinadas localizaciones la nubosidad es el principal factor que influencia la diferencia entre los valores de irradiancia solar en la superficie terrestre y fuera de la atmósfera [52]. Por tanto estos fenómenos meteorológicos han de ser considerados tanto como sea posible, pues pueden ser determinantes para calcular la irradiancia en un momento dado.

Las radiaciones solares al pasar por la atmósfera de la Tierra son sometidas a los mecanismos de absorción atmosférica y la dispersión. Una fracción de la radiación que llega a la superficie de la tierra se refleja en ella y se somete a estos fenómenos de nuevo, y el resto es absorbido por la superficie de la tierra.

5.1 Irradiancia e irradiación solar

La radiación solar que a través de la atmósfera llega a la superficie de la tierra puede clasificarse en dos componentes, radiación directa y difusa. La radiación directa es la propagación de la radiación solar a lo largo de la línea que une directamente la superficie de recepción y el sol. La radiación difusa es la radiación solar dispersada por los aerosoles, el polvo y las moléculas, y que no tiene una dirección única, más la radiación reflejada por los objetos cercanos y el suelo que incide en la superficie considerada. La radiación total es la suma de ambas y se le denomina radiación global, como puede observarse en la Fig. 5.1.

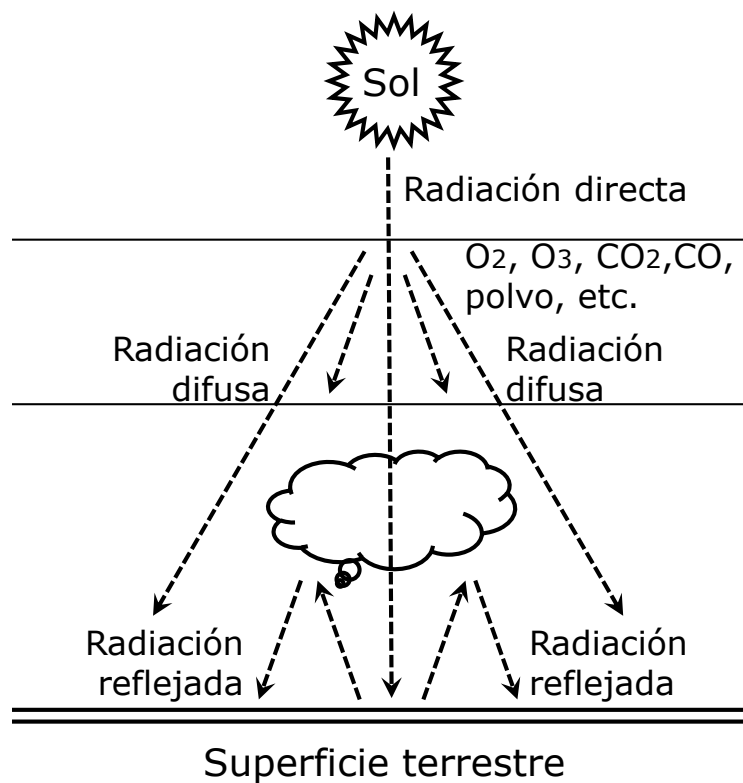


Figura 5.1: Tipos de radiación solar

Cuando el total de la radiación difusa que llega a la superficie terrestre es menor o igual al 25 % de la radiación global, el cielo se denomina como cielo claro. Se define la radiación de cielo claro como aquella radiación global que llega a la superficie terrestre en condiciones de cielo claro, y resulta de gran utilidad en la realización de cálculos y estudios de sistemas de generación

solar.

En Europa existen redes de estaciones automáticas de medidas atmosféricas, gestionadas tanto por entidades privadas como por organismos públicos de servicios meteorológicos, que recogen periódicamente datos sobre el territorio. Dichos datos los utilizan los citados organismos para sus previsiones e investigaciones, y los pueden ceder a terceros con fines de investigación, o bien pueden mantener acuerdos económicos para suministrarlos de manera periódica o en línea. Dichas estaciones tienen como medida habitual de radiación solar la irradiancia solar global (W/m^2), aunque también existen medidas de otros tipos de radiaciones solares.

El instrumento necesario para medir la radiación global es el piranómetro, que mide la radiación solar recibida en un ángulo sólido de 2π estereorradianes (una semiesfera de vidrio) sobre una superficie horizontal, como puede observarse en la Fig. 5.2. La radiación global incluye la recibida directamente del ángulo sólido del disco solar y también la radiación solar difusa dispersada al atravesar la atmósfera [53].

El Pirheliómetro es el instrumento que mide la radiación solar directa y cuya superficie receptora se dispone normalmente a los rayos solares incidentes, usualmente mediante un seguidor solar automático. Dispone de un obturador para medir solamente la radiación procedente directamente del sol y de una región anular del cielo muy próxima al astro, como puede observarse en la Fig. 5.3.



Figura 5.2: Piranómetro solar CMP 21 de Kipp and Zonen. Diseñado para tomar medidas de la radiación solar global, difusa y reflejada

También existen modelos de interpolación que tienen en cuenta la topografía. Estos modelos, teniendo en cuenta la topografía como dato de

5.2 Modelos de radiación solar



Figura 5.3: Pirheliómetro solar CH-1 con seguidor solar de Kipp and Zonen. Diseñado para tomar medidas automáticas de radiación solar directa

entrada, y por tanto las sombras del terreno, precisan medidas de estaciones meteorológicas para incorporarlas al modelo y definir la radiación en el territorio.

Y finalmente, existen modelos de tratamiento de imágenes de satélite. Se basan en el tratamiento de imágenes de satélite geoestacionarios, que son el resultado de la reflexión de los rayos solares en la superficie de la Tierra, por lo que ya han sufrido y llevan implícitas los posibles efectos de la topografía así como de los principales fenómenos atmosféricos que se producen cuando los rayos solares atraviesan la atmósfera.

5.2 Modelos de radiación solar

Como regla general, se puede decir que la irradiación solar en la superficie terrestre no es ni completamente estocástica ni completamente determinística [54]. Se trata de una variable altamente estocástica para cortos períodos de tiempo (horas, días), y altamente determinística para períodos de tiempo más largos (meses, años). En cambio la irradiancia solar sí plantea una alta variabilidad, al ser instantánea, por los motivos expuestos anteriormente.

Existen dos categorías de modelos de irradiancia solar terrestre, los paramétricos y los de descomposición [48]. Los modelos paramétricos utilizan un grupo de diversas variables meteorológicas como parámetro de entrada, como por ejemplo una combinación de turbidez atmosférica, localización geográfica, cantidad y tipología de nubes, temperatura, etc., en cambio los

modelos de descomposición utilizan la información de las medidas de un único predictor, como por ejemplo las horas de sol o un índice horario de claridad solar, y desarrollan modelos de correlación a partir de él.

Por último, están los modelos basados en la estimación de la radiación solar a partir de imágenes de satélite.

5.3 Modelos paramétricos

Los modelos paramétricos o físicos están basados en datos físicos relacionados con los intercambios de energía radiante que tienen lugar dentro del sistema Tierra-atmósfera. Se consideran la turbidez atmosférica, localización geográfica, cantidad y tipología de nubes, temperatura, etc.

Su principal ventaja es que son generalistas, es decir, pueden ser aplicados en cualquier ubicación geográfica de la que se disponga de los datos necesarios, y no necesitan datos de la radiación global en la superficie terrestre, pero sí detallados datos meteorológicos.

5.3.1 Modelo ASHRAE

El modelo ASHRAE [48, 55] define la irradiancia global horaria I (W/m^2) en una superficie horizontal en un día claro como

$$I = I_N \cdot \cos\theta_Z + I_d \quad (5.1)$$

la irradiancia directa horaria I_N (W/m^2) como

$$I_N = A \cdot e^{[-B/\cos\theta_Z]} \quad (5.2)$$

y la irradiancia difusa horaria I_d (W/m^2) como

$$I_d = C \cdot I_N \quad (5.3)$$

Donde A, B y C son constantes que se definen inicialmente como fijas globalmente en el modelo para cada mes del año, con los valores que pueden observarse en la Tabla 5.1, pero que evoluciones posteriores del mismo han recalculado para localizaciones concretas a partir del análisis de nuevos datos registrados de radiaciones solares, y donde θ_Z es el ángulo respecto al zenit, que depende de la latitud de la localización ϕ , el ángulo horario ω y la declinación solar δ , siendo

$$\cos\theta_Z = \text{sen}\phi \cdot \text{sen}\delta + \cos\phi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega \quad (5.4)$$

5.3 Modelos paramétricos

siendo

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen}[360 \cdot (284 + n)/365] \quad (5.5)$$

y siendo

$$\omega = 15,0 \cdot (12,0 - LAT) \quad (5.6)$$

Donde n es el n -ésimo día del año, comenzando en el 1 de Enero, y LAT es el *Local Apparent Time* deducido localmente a partir del tiempo estándar. El ángulo horario ω es una medida angular del tiempo, donde cada 15° equivalen a una hora, adoptando el convenio del signo positivo para la mañana y el negativo para la tarde.

Tabla 5.1: Valores de los parámetros A, B y C del Modelo ASHRAE para los 12 meses del año

Mes	A	B	C
Enero	1230	0,142	0,058
Febrero	1215	0,144	0,060
Marzo	1186	0,156	0,071
Abril	1136	0,180	0,097
Mayo	1104	0,196	0,121
Junio	1088	0,205	0,134
Julio	1085	0,207	0,136
Agosto	1107	0,201	0,122
Septiembre	1152	0,177	0,092
Octubre	1193	0,160	0,073
Noviembre	1221	0,149	0,063
Diciembre	1234	0,142	0,057

El modelo de cielo claro ASHRAE se utiliza para estimar la irradiancia solar global horaria media mensual, en superficies horizontales en la superficie terrestre. Dicho modelo precisa para su resolución de la definición de ocho parámetros: A, B, C, θ_z , ϕ , ω , δ , LAT.

A partir del modelo ASHRAE se han derivado numerosos modelos que calculan localmente los parámetros implicados A, B y C, o bien definen nuevas fórmulas de resolución de I_N en función de otros parámetros. Así mismo, diversos autores han estudiado los errores que el modelo ASHRAE comete en la predicción de las irradiaciones solares en localizaciones diversas [48], que para varias ciudades de la India da unos valores de error medio de *root*

mean square error (RMSE) del 92 % prediciendo la irradiancia directa (con valores de error oscilando entre el 81 % y el 125 %), de un error medio del 68 % prediciendo la irradiancia difusa (con valores de error oscilando entre el 60 % y el 71 %) y de un error medio del 28 % prediciendo la irradiancia global (con valores de error oscilando entre el 25 % y el 39 %).

5.4 Modelos de descomposición

Los valores de las radiaciones solar global y difusa son muy importantes en los cálculos de ingeniería e investigación. Como se ha indicado, existen redes de estaciones automáticas de medidas atmosféricas de radiación global en la superficie terrestre, pero hay muy pocas medidas de la radiación difusa. Los modelos de descomposición se han desarrollado para predecir la radiación solar difusa a partir de los datos de radiación solar global registrados [48].

Los modelos de descomposición o estadísticos están basados en una o más relaciones, tratadas usualmente como regresiones estadísticas, de las medidas piranométricas de la radiación solar global, que utilizan para descomponerla en sus componentes directa y difusa.

Los modelos estadísticos tienen la principal ventaja de su simplicidad, y no necesitan medidas meteorológicas adicionales. Como desventaja principal, tienen el hecho de que no suelen ser válidos de forma general, pues no existen garantías de que los coeficientes de las regresiones de los datos en un área concreta coincidan con los de otra área geográfica.

5.4.1 El método de la utilizabilidad Φ

Como se describe en [56], el método de la utilizabilidad es una técnica para estimar el desempeño de sistemas de colectores solares térmicos. Se define la utilizabilidad, Φ , como la fracción de la irradiación incidente sobre la superficie de un colector, que excede cierto valor crítico.

Dicho método, desarrollado en la década de 1950, se utiliza para realizar una estimación del desempeño previsto de una instalación de colectores solares térmicos en un prediseño o en un proceso de optimización. Diversos autores han realizado evoluciones del método a lo largo de los años [56], que se basaba inicialmente en valores estadísticos de la radiación solar media mensual en una ubicación concreta, pasando posteriormente a basarse en datos estadísticos diarios de radiación solar en cualquier ubicación, de modo que la utilizabilidad calculada, dependía solamente del índice de claridad diario promedio mensual, la latitud y la pendiente del colector.

5.4 Modelos de descomposición

Este método no considera los fenómenos meteorológicos más allá del índice de claridad mencionado, explicado en detalle en el apartado siguiente.

5.4.2 Modelos de predicción de la generación solar fotovoltaica a partir de la utilizabilidad Φ

Diversos modelos hallados en la literatura [57, 58, 59, 48, 52, 60, 51, 61] predicen la generación fotovoltaica como una función de la irradiación solar en el exterior de la atmósfera terrestre, y utilizan diversas conversiones estadísticas que simulan los fenómenos atmosféricos mencionados para obtener la irradiación solar en la superficie terrestre.

Dichos modelos se desarrollaron a partir del método de la utilizabilidad Φ , que es de aplicación para colectores solares térmicos, adaptándose a las características de las plantas fotovoltaicas.

El modelo de [57] define que la potencia instantánea generada por una instalación fotovoltaica es determinada por:

$$P_{pv} = A_c \cdot \eta \cdot I_\beta = A_c \eta \cdot (TK_t - TK_t^2) \quad (5.7)$$

Donde P_{pv} es la potencia instantánea de salida del sistema fotovoltaico, A_c es la superficie del array de paneles fotovoltaicos (m^2), η es la eficiencia del sistema fotovoltaico, I_β es la irradiación en una superficie con una inclinación β sobre el plano horizontal (kW/m^2), y T y T^2 son parámetros que dependen de: la inclinación β , declinación δ , reflectancia del suelo ρ , latitud φ , ángulo horario ω , ángulo horario de la puesta de sol ω_S y día del año n [62]:

$$I_\beta = [R_b + (\frac{1 + \cos\beta}{2} - R_b) \cdot k + \rho \cdot \frac{1 - \cos\beta}{2}] \cdot I_t \quad (5.8)$$

Donde R_b es el ratio entre la radiación directa en una superficie inclinada y la que habría en una superficie horizontal, en cualquier momento, k es la fracción de la radiación horaria en un plano horizontal que es difusa, y ρ es la reflectancia del suelo.

Así mismo I_t puede expresarse como

$$I_t = \frac{H_0}{3600} \cdot r_d \cdot K_t \quad (5.9)$$

Donde r_d es el ratio entre la radiación difusa en una hora, dividida por la radiación difusa en un día, y K_t se define más adelante. También se puede definir que siendo p y q parámetros, es [62]

$$k = p - q \cdot k_t \quad (5.10)$$

Y por tanto, sustituyendo lo anterior se puede obtener

$$T = [(R_b + \rho \cdot \frac{1 - \cos\beta}{2}) + (\frac{1 + \cos\beta}{2} - R_b) \cdot p] \cdot r_d \cdot \frac{H_0}{3600} \quad (5.11)$$

$$T \doteq (\frac{1 + \cos\beta}{2} - R_b) \cdot q \cdot r_d \cdot \frac{H_0}{3600} \quad (5.12)$$

Esto puede definirse así porque, como se ha visto en los capítulos anteriores, los onduladores fotovoltaicos están equipados con un sistema *Maximum Power Point Tracker* (MPPT), lo que hace que la relación entre la potencia máxima por unidad de área disponible del array de paneles solares e I_β sea lineal [57].

Así mismo también es necesario definir un índice horario de claridad solar

$$K_t = \frac{I_t}{I_0} \quad (5.13)$$

Donde K_t es el índice horario de claridad, I_t es la irradiancia en un plano horizontal en la superficie terrestre (kW/m^2), e I_0 es la irradiancia total extraterrestre (kW/m^2).

En este modelo, además de necesitar conocer todos los parámetros indicados para cada instalación de generación fotovoltaica concreta, se ha de asignar una función estadística que defina a K_t , que en este caso es la definida en [59], que a su vez permite definir a P_{pv} como una función estadística dependiente del índice horario de claridad K_t .

Es precisamente la definición de la función estadística que define a K_t , lo que marca la diferencia entre los diferentes modelos basados en la utilizabilidad.

El modelo [52] también utiliza el mencionado índice horario de claridad K_t , y lo define a partir de datos de la irradiancia solar máxima diaria registrada durante 6 años en una estación meteorológica en Italia. En dicho modelo se comparan los datos registrados con la función estadística de Hollands y Huget [59] y con la de Gordon y Reddy [63], y se concluye los datos se aproximan más a la función definida por Hollands y Huget, pero que son necesarios datos históricos más detallados.

La generación de energía por parte de las plantas fotovoltaicas presenta importantes variaciones respecto a las curvas ideales de generación, fundamentalmente por factores meteorológicos como las nubes, la niebla, etc., como puede apreciarse en las figuras Fig. 5.4, 5.5 y 5.6, donde se comparan datos de generación real de potencia activa horaria (kW) de una planta fotovoltaica sin seguidor de la zona de Lleida, en España, con las curvas ideales

5.5 Modelos de estimación a partir de imágenes de satélite

que da el Atlas Solar de Cataluña [8] para la zona de Lleida (kJ/m²), basadas también en modelos de descomposición derivados de la utilizabilidad. Se utiliza dicho Atlas porque se considera de mayor precisión para la zona concreta en estudio que por ejemplo las curvas a nivel nacional que proporciona el R.D. 661/2007 [64].

Se puede observar gráficamente en dichas figuras que aunque los valores máximos de generación real alcanzan valores similares en los tres períodos, las curvas ideales proponen para cada mes valores máximos muy diferentes, aumentando en cada mes la diferencia entre ambos valores máximos. Estas diferencias se maximizan en las curvas del mes de Noviembre, donde en los días soleados la instalación ha generado valores máximos de un orden de magnitud similar al de los meses anteriores, mientras que los valores teóricos propuestos son de prácticamente el 50 % de los del mes de Septiembre. Por tanto es posible observar que curvas de valores estadísticos para períodos mensuales, aunque aportan valor para el cálculo de la energía total prevista a generar por la instalación, cometen error a la hora de predecir valores de generación de potencia instantánea.

Por tanto, considerando el error cometido por los modelos derivados de la utilizabilidad, y los requerimientos de información detallada de las instalaciones que precisan para su cálculo, usualmente no disponible para las compañías distribuidoras, se puede deducir que estos modelos no son óptimos para su utilización en la planificación de la red.

5.5 Modelos de estimación a partir de imágenes de satélite

La estimación de la radiación solar a partir de imágenes de satélite es la herramienta recomendada por la Organización Meteorológica Mundial [65] para la estimación de la radiación solar en los casos de ausencia de medidas radiométricas.

Estos modelos se basan en la utilización de la información contenida en imágenes de la superficie terrestre obtenidas mediante satélites, que tienen diferentes resoluciones en función de la cantidad de píxel concentrados por unidad de medida, siendo mejor la calidad de la imagen a mayor concentración de píxel. Los píxel son la unidad mínima que conforma una imagen del tipo bitmap, es decir, de tipo mapa de bits. En las imágenes por satélite, el término resolución se relaciona con los metros de terreno real que contiene cada píxel, asignando un área de terreno a cada píxel.

Existen diversas aplicaciones disponibles para la estimación en base a da-

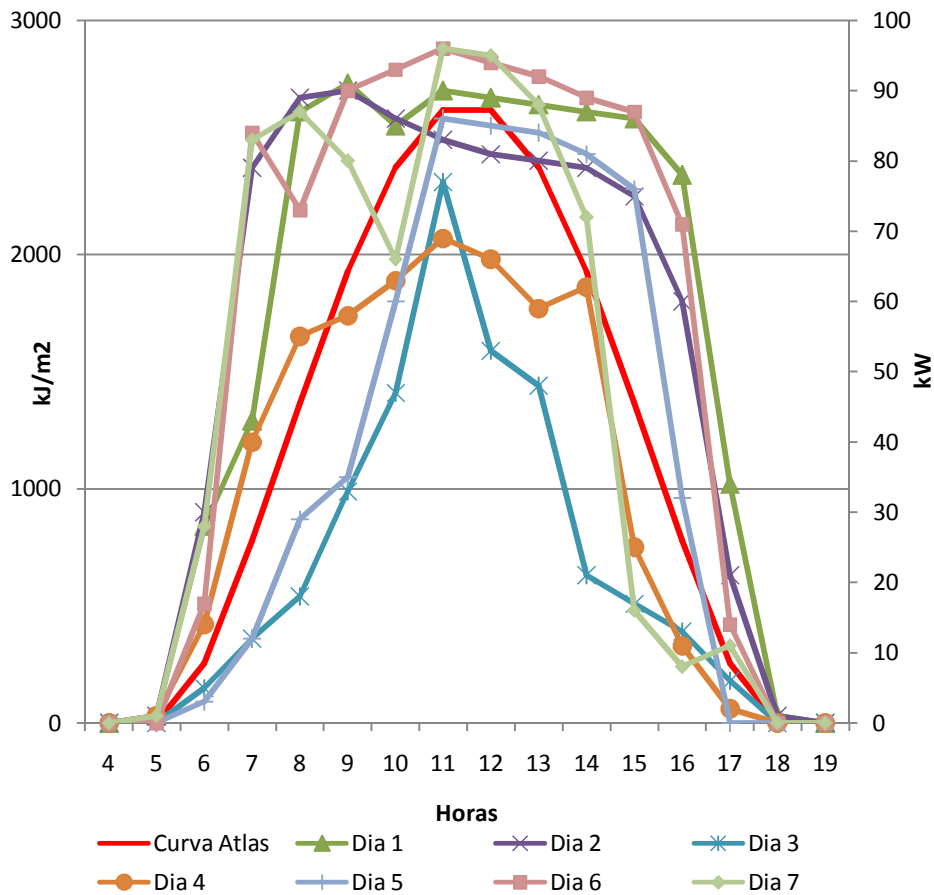


Figura 5.4: Curvas reales de generación de una planta FV sin seguidor solar durante una semana del mes de Septiembre (kW), comparados con una curva teórica del Atlas Solar de Cataluña (kJ/m²), ambos en la zona de Lleida, España

tos obtenidos mediante satélite. Una de los modelos disponibles, el *Photovoltaic Geographic Information System* PVGIS Website [66], fue desarrollado por el *Joint Research Centre* (JRC) de la Comisión Europea. Es un sistema de conocimiento aplicado de fácil acceso para los usuarios, que proporciona datos sobre el clima y herramientas para la evaluación del desempeño de plantas fotovoltaicas en Europa, donde se entrelazan bases de datos geográficas, en este caso datos de las misiones STRM de la NASA [67], utilizando un sistema de localización geográfica *Geographic Information System*(GIS)

5.5 Modelos de estimación a partir de imágenes de satélite

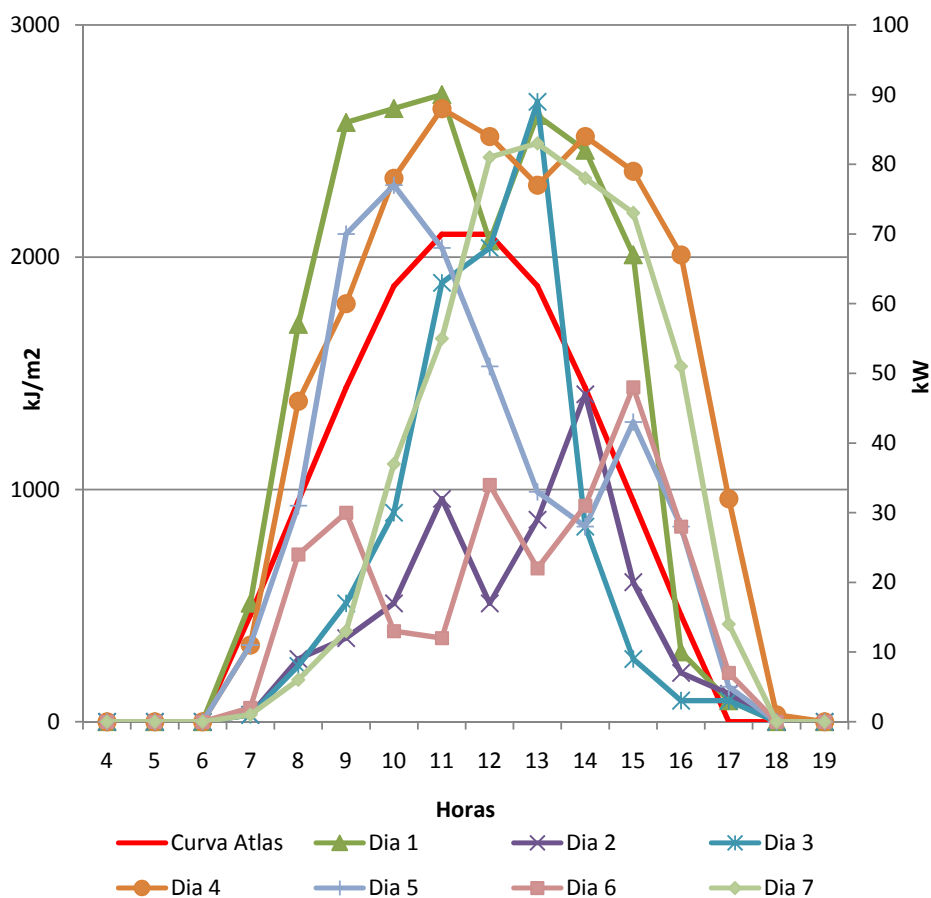


Figura 5.5: Curvas reales de generación de una planta FV sin seguidor solar durante una semana del mes de Octubre (kW), comparados con una curva teórica del Atlas Solar de Cataluña (kJ/m²), ambos en la zona de Lleida, España

y modelos de simulación de rendimiento de la plantas fotovoltaicas, donde se pueden seleccionar diversas tecnologías de paneles fotovoltaicos, plantas con o sin seguidor, diversas orientaciones de los paneles, etc., y obtener los resultados esperados [68].

No obstante, como se puede observar en los ejemplos de las figuras Fig. 5.7, Fig. 5.8 y Fig. 5.9, donde se comparan datos de generación real de potencia activa horaria (kW) de una planta fotovoltaica sin seguidor de la zona de Lleida, en España, con las curvas ideales de generación estimada para cielo

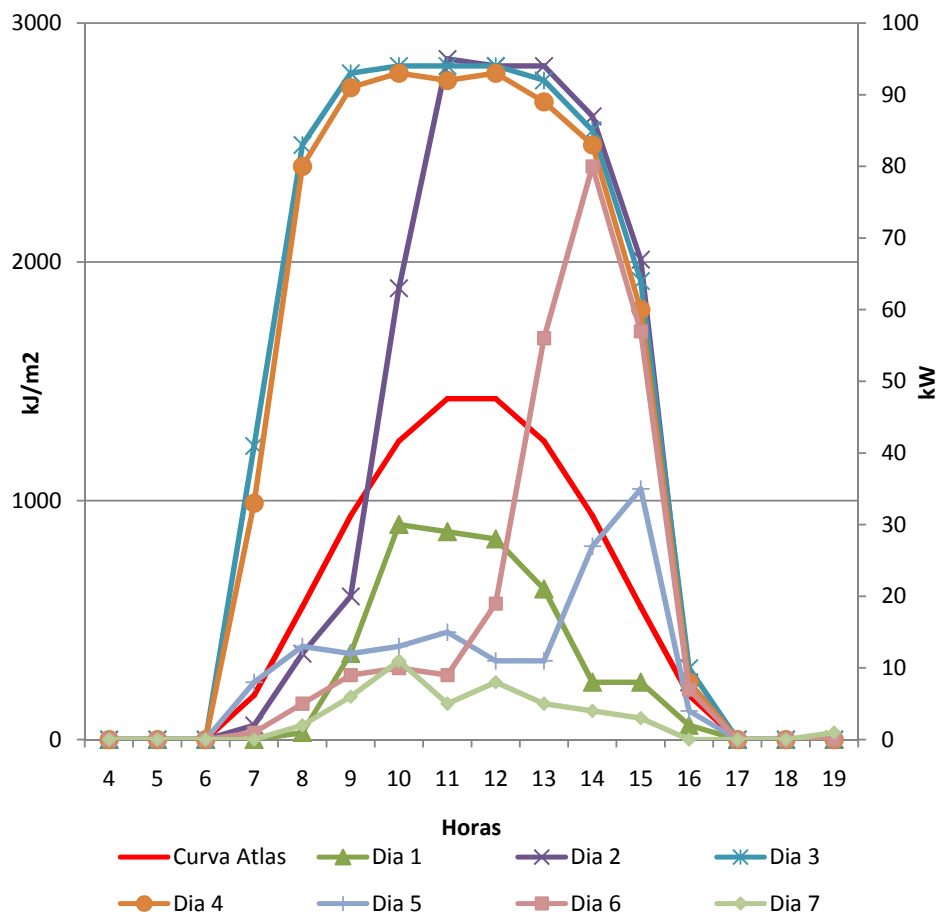


Figura 5.6: Curvas reales de generación de una planta FV sin seguidor solar durante una semana del mes de Noviembre (kW), comparados con una curva teórica del Atlas Solar de Cataluña (kJ/m^2), ambos en la zona de Lleida, España

real (incluyendo modelos de turbidez atmosférica, nubosidad, etc.) que da el sistema PVGIS [66] para la zona de Lleida (W/m^2), los modelos aportados por el sistema PVGIS presentan importantes variaciones en sus valores instantáneos respecto a los datos reales registrados, lo cual es esperable, pues al igual que los modelos vistos en los capítulos anteriores, para incluir los fenómenos meteorológicos se basa en modelos estadísticos desarrollados a partir de valores históricos registrados.

5.6 Experiencias reales cercanas

Por tanto, considerando el error cometido por los modelos de estimación a partir de imágenes de satélite, se puede deducir que estos modelos no son óptimos para su utilización en la planificación de la red.

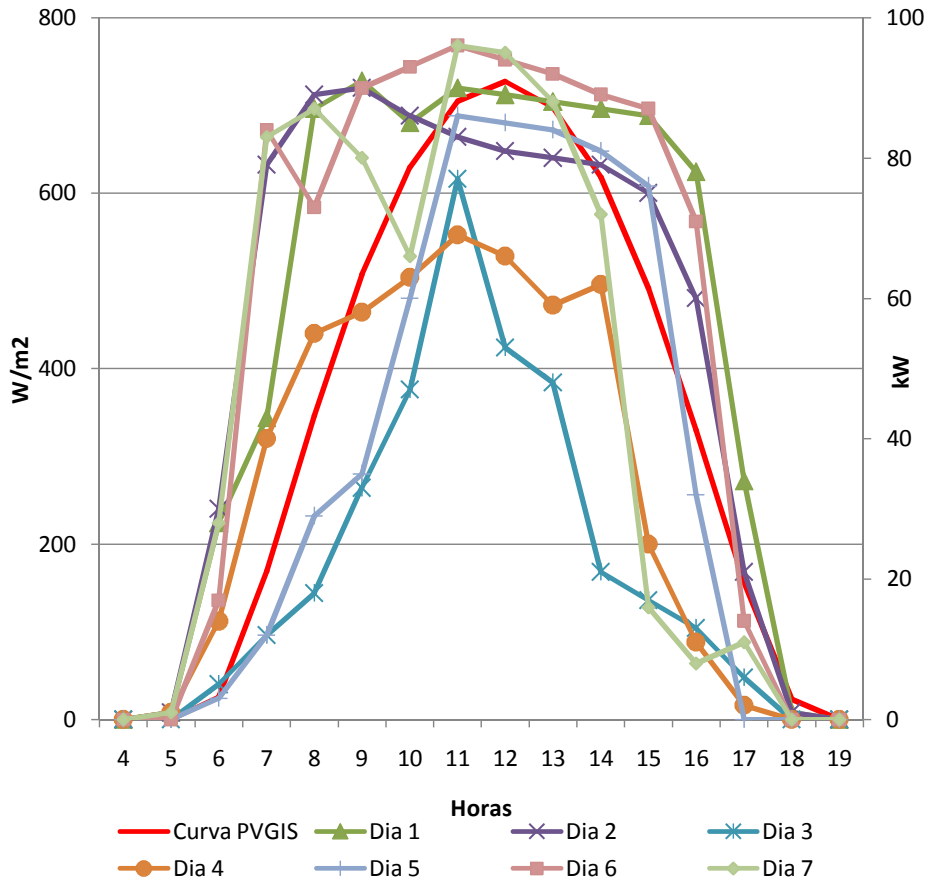


Figura 5.7: Curvas reales de generación de una planta fotovoltaica sin seguidor solar durante una semana del mes de Septiembre (kW), comparados con una curva teórica de PVGIS (W/m2), ambos en la zona de Lleida, España

5.6 Experiencias reales cercanas

En el siguiente apartado se resumen brevemente dos experiencias realizadas en España, en base al registro de datos reales, que se han desarrollado de

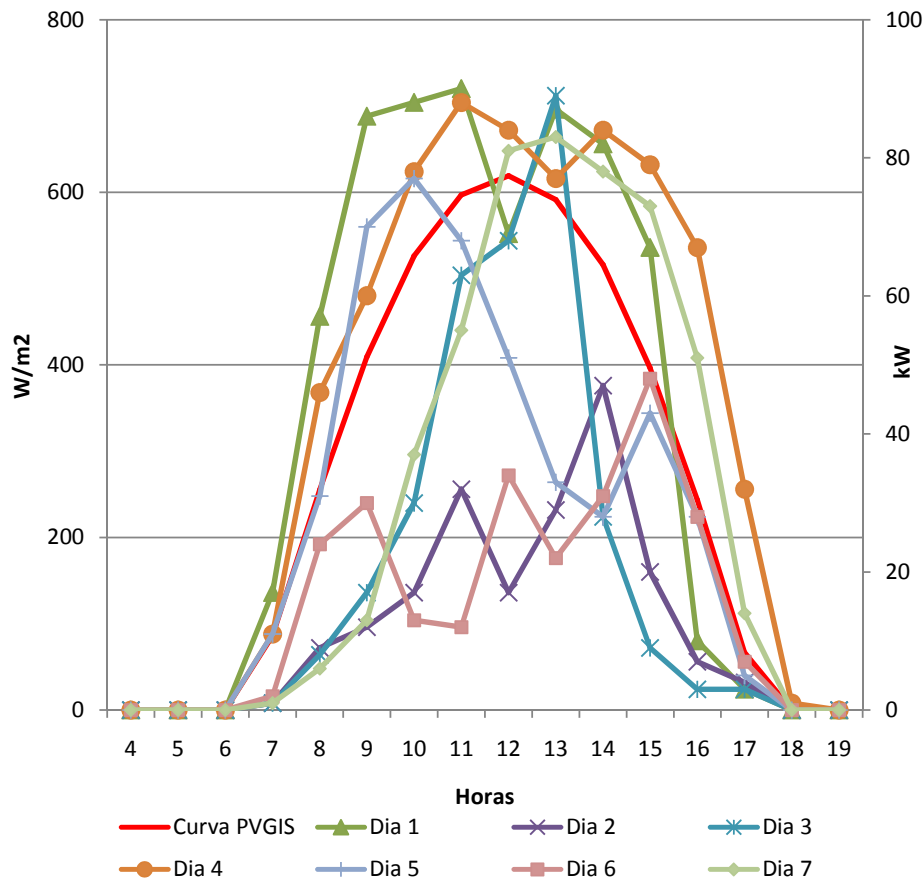


Figura 5.8: Curvas reales de generación de una planta fotovoltaica sin seguidor solar durante una semana del mes de Octubre (kW), comparados con una curva teórica de PVGIS (W/m^2), ambos en la zona de Lleida, España

manera simultanea a la realización de la presente tesis, cuyas conclusiones se consideran de interés para la misma.

5.6.1 Monitorización de variables en una estación fotovoltaica en las Islas Baleares

En el marco de la colaboración de ENDESA con las Universidades de los territorios en los que está presente, la Cátedra Endesa Red de la Universitat de les Illes Balears ha desarrollado entre otros proyectos el presente [69],

5.6 Experiencias reales cercanas

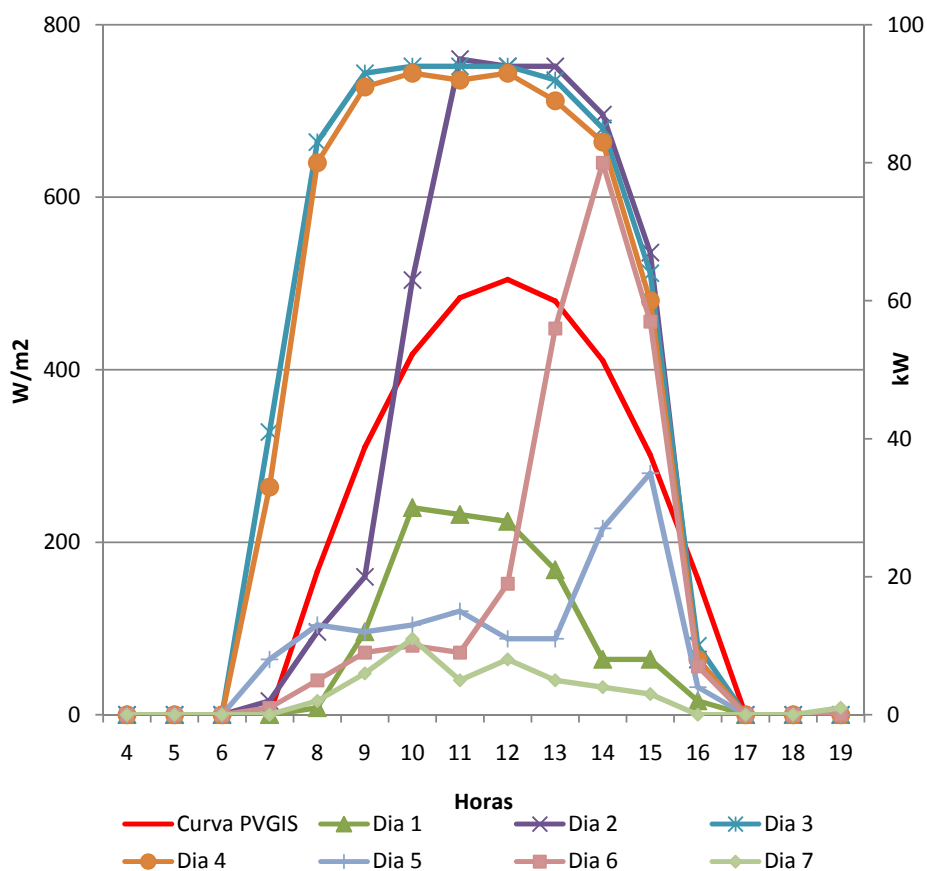


Figura 5.9: Curvas reales de generación de una planta fotovoltaica sin seguidor solar durante una semana del mes de Noviembre (kW), comparados con una curva teórica de PVGIS (W/m²), ambos en la zona de Lleida, España

consistente en la implementación de un sistema de instrumentación para la monitorización de variables en una estación fotovoltaica situada en Son Reus, Mallorca.

Se han monitorizado durante seis meses variables eléctricas cada segundo (energía, potencia, tensión, corriente, armónicos) y climatológicas (temperatura, humedad, viento, presión atmosférica), así como la irradiación solar mediante un piranómetro solar.

Las tres principales conclusiones obtenidas fueron:

- Reducción de la generación de energía eléctrica anual real de la planta fotovoltaica en un 27 % respecto a la previsión realizada en base a las curvas oficiales del R.D. 661/2007, y del 21 % respecto a la prevista utilizando el modelo de satélite PVGIS.
- En base a muestreos cada segundo, se han obtenido derivadas máximas de potencia eléctrica generada del 65 % en 75 segundos, por efecto de las nubes.
- El impacto en la generación de energía y en las derivadas de potencia de la planta fotovoltaica es muy dependiente de la tipología específica de las nubes de la zona geográfica concreta (cirros, estratos, cúmulo nimbos, etc.).

5.6.2 Monitorización de 6 estaciones fotovoltaicas en Navarra

Mediante una colaboración entre la Universidad de Navarra, Red Eléctrica Española y ACCIONA Solar, se ha llevado a cabo un proyecto de monitorización [70, 71] de 6 plantas de generación fotovoltaica de gran potencia (sumando un total de 18MW) situadas en Navarra, con datos de un año con una resolución de un segundo, con la finalidad de realizar un estudio sobre el impacto de las fluctuaciones de la potencia fotovoltaica en la estabilidad del suministro eléctrico. Algunas de las conclusiones obtenidas son:

- Las fluctuaciones de potencia de una sola planta FV, medida en intervalos de 10 minutos, pueden llegar al 90 %.
- La dispersión geográfica es un método muy eficaz para reducir las fluctuaciones. Para centrales separadas 6 o más km, la atenuación se ajusta a una ley de tipo $1/\sqrt{N}$. Así la fluctuación de la combinación de 10 centrales iguales no es más que el 32 % de lo esperable de una sola.
- La magnitud de las fluctuaciones parece guardar relación con el grado de nubosidad y con la velocidad del viento. Las mayores fluctuaciones se observaron en días que cumplieran dos condiciones simultáneas: alternancia entre nubes y claros, y velocidades del viento altas.

5.7 Requerimientos de los modelos para la planificación de la red de distribución

5.7 Requerimientos de los modelos para la planificación de la red de distribución

Para poder calcular la potencia generada por la GD y por tanto resolver Ec. (4.1), es necesario desarrollar un método de cálculo indirecto. P_{DG} puede ser calculada mediante un modelo matemático, tomando como predictor la irradiación solar u otros parámetros disponibles, dado que los generadores FV transforman la irradiación solar en electricidad.

La aplicación concreta de la planificación de la red de distribución en la que se pretende aplicar dicho modelado, conlleva una serie de requerimientos particulares que son descritos en los siguientes apartados.

5.7.1 Espaciales

Como se ha descrito en los capítulos iniciales, la red de distribución en media y baja tensión se configura de forma radial, distribuyendo los circuitos de media tensión alrededor de la subestación AT/MT origen, explotándose con la fronteras de unión entre circuitos de diferentes subestaciones abiertas, y con los centros de distribución y sus redes de baja tensión asociadas distribuidas a su vez de forma radial a partir de dichas líneas de media tensión.

Por tanto, considerando las necesidades de validez espacial de un modelo, y a la vista de los datos estadísticos de instalaciones mostrados en los capítulos anteriores, se puede calcular por ejemplo para Endesa [35], considerando las longitudes de líneas aéreas y subterráneas MT y el número de subestaciones transformadoras AT/MT, una longitud media del total de las líneas MT de una subestación de 95,5 km. Suponiendo una media de 8 líneas MT por subestación, se obtendría una longitud media de línea MT de unos 12 km. Dado que las líneas MT se suelen distribuir alrededor de la subestación en todas direcciones, se puede suponer un diámetro medio de la influencia de una subestación de 24 km, lo que puede proporcionar un orden de magnitud de las necesidades de validez del modelo.

Otro aspecto a considerar son las diferencias de cota, las distancias verticales en diferentes puntos de ubicación de las plantas fotovoltaicas, y por tanto de la red, por si pudieran tener influencia en limitar el ámbito de validez geográfica de los modelos.

5.7.2 Temporales: escala de tiempo

Para poder aplicar el modelo en los estudios de planificación, es necesario que permita dar respuesta a momentos temporales concretos.

Como se ha podido apreciar en los apartados anteriores, la variación de potencia generada en una planta fotovoltaica puede ser muy grande en muy poco tiempo, motivada por las variaciones de los fenómenos meteorológicos locales, pero afortunadamente la variación conjunta de la generación de diversas plantas, si estas están separadas a una distancia suficiente, se amortigua [70, 71], o si se consideran agregados intervalos de tiempo.

Existen por tanto dos ámbitos temporales, el que se concentra en la medida instantánea y las problemáticas de calidad de onda, considerando derivadas de potencia, oscilaciones de tensión o de frecuencia, etc. en la red; y por otro lado, el que considera agregados períodos de tiempo más grandes, en el ámbito de los 15 minutos a la hora, como es la planificación de la red, así como la agregación de diversas plantas fotovoltaicas en un área geográfica determinada, porque lo que pretende es realizar cálculos de dimensión de red necesaria.

Para la planificación es por tanto necesario un modelo que permita predecir la potencia de generación *instantánea agregada*, con la mayor resolución temporal de predicción posible, horaria o cada 15 minutos, llegando más allá de las funciones estadísticas medias mensuales o diarias que calculan los modelos estudiados hasta el momento, pero sin alcanzar la precisión de las medidas realmente instantáneas utilizadas en los estudios de la calidad de onda.

5.7.3 Simplicidad

De cara a la elaboración de modelos para su aplicación por parte de las compañías distribuidoras, un factor muy importante es la simplicidad. Los cálculos han de poder ser aplicados reiteradamente, a poder ser dentro de algoritmos de los propios programas de simulación, y por tanto si es posible realizar un modelado mediante modelos que utilicen una sola variable como predictor, esto facilitará su posterior aplicación, por lo que se orientan los trabajos de investigación hacia este tipo de modelos.

5.7.4 Error, valores límite

Es necesario disponer de un parámetro o parámetros de medida del error cometido en el modelado de P_{DG} .

Así mismo, dado que diversos de los estudios realizados en la planificación y análisis de la red se basan en el peor caso posible, es de una gran utilidad poder disponer de los valores límite, máximo y/o mínimo, del P_{DG} modelado, además del valor medio que calculan los modelos analizados hasta el

momento, para poder disponer del máximo o mínimo valor de P_{DG} en función del peor caso posible en cada ocasión, a criterio del analista de red en cada caso.

5.7.5 Disponibilidad de los datos

Como se ha podido observar en los apartados anteriores, la disponibilidad de datos sobre las características concretas de las instalaciones generadoras fotovoltaicas es muy limitada, ciñéndose a su potencia de generación nominal y punto de conexión a la red, así como a datos acumulados de generación energética, con fines retributivos, o medidas de potencia promedio en un intervalo de tiempo horario o cada 15 minutos.

Así mismo, se ha podido comprobar que las diferentes tecnologías de los paneles solares, de los onduladores, la presencia o no de seguidores solares, etc., conforman una amplia variedad de posibles configuraciones de las instalaciones solares, que suponen un desafío inasumible con los modelos y datos disponibles actualmente.

Es por todo ello que es necesario el desarrollo de modelos de generación fotovoltaica que utilicen los datos disponibles hasta el momento, aunque su grado de precisión no sea el que se obtendría al disponer de todos los datos posibles de las características de las instalaciones, o de medidas de potencia instantánea más precisas.

5.8 Síntesis

Se ha definido que el término irradiancia es usualmente utilizado para definir la potencia solar (energía instantánea) que incide en una unidad de área (W/m^2), mientras que la irradiación solar se utiliza para definir la cantidad de energía solar que incide en una unidad de área en un intervalo de tiempo determinado (Wh/m^2).

Así mismo se han definido los tipos de radiación solar, directa, difusa y reflejada, así como los factores que intervienen en su creación, y los instrumentos utilizados en su medida.

Se ha definido que los modelos de predicción de la irradiancia solar se dividen en paramétricos y de descomposición.

Se ha descrito el modelo paramétrico ASHRAE de predicción de la irradiancia solar, comprobando que depende del conocimiento de 8 parámetros, y que obtiene unos niveles de error que no son despreciables al compararlos con datos reales, dado que no incorpora los componentes que aportan mayor

variabilidad a dicha irradiancia solar instantánea, como son los fenómenos atmosféricos.

Se ha descrito un modelo de descomposición basado en la utilizabilidad, para la predicción de la potencia instantánea de generación de una planta fotovoltaica, que se basa en un índice horario de claridad solar (K_t) para trasladar la irradiación solar extraterrestre a una superficie horizontal en la superficie terrestre. Se ha podido ver que es la definición de la función estadística que define a K_t , lo que marca la diferencia entre los diferentes modelos basados en la utilizabilidad, y que están basados en la obtención de funciones estadísticas como la de Hollands y Huget [59], lo que, como en el caso de los modelos paramétricos, no incorpora los componentes que aportan mayor variabilidad a dicha irradiancia solar instantánea, como son los fenómenos atmosféricos [48, 49, 50, 51, 52]. Esto se ha podido observar gráficamente mediante los modelos del Atlas Solar de Cataluña [8] para la zona de Lleida (kJ/m²), basadas también en modelos de descomposición derivados de la utilizabilidad.

Se han descrito los modelos de predicción de irradiancia y de potencia instantánea de generación fotovoltaica mediante datos de satélite, y se han podido comparar gráficamente los resultados de la herramienta *Photovoltaic Geographic Information System* PVGIS Website [66] desarrollado por el *Joint Research Centre* (JRC) de la Comisión Europea, que, utilizando un sistema de localización geográfica *Geographic Information System*(GIS) y modelos de simulación de rendimiento de la plantas fotovoltaicas, proporciona una curva de generación fotovoltaica para cada mes del año, con datos de generación fotovoltaica registrados en la zona de Lleida, España. Se ha podido observar que la variabilidad de los datos reales es muy elevada en valores instantáneos respecto a la curva teórica proporcionada por el modelo señalado.

Así mismo, se han resumido dos experiencias reales cercanas a la zona de análisis cuyas conclusiones van en la línea de lo señalado.

Como conclusión de este análisis de los modelos existentes, se deduce que no son de utilidad para la planificación de la red, puesto que los valores instantáneos de la irradiancia solar, y por tanto, de la potencia instantánea vertida a la red por la generación fotovoltaica, son muy variables en relación a las curvas medias mensuales que proporcionan los modelos analizados, y además por lo que respecta a los modelos paramétricos o de descomposición, requieren de una serie de información que no está disponible para las compañías distribuidoras.

Finalmente, en base a lo anterior y a los capítulos anteriores, se han definido unos requerimientos para la definición de modelos de predicción de la

5.8 *Síntesis*

potencia instantánea generada por las plantas fotovoltaicas que puedan ser de utilidad para la planificación de la red de distribución.

Capítulo 6

Metodología de desarrollo de modelos de correlación de generadores fotovoltaicos para la planificación de la red de distribución

A continuación se describe la metodología desarrollada para la creación de modelos de correlación de generadores FV, la cual permite el desarrollo de modelos desde un predictor de la superficie terrestre, y que puede verse resumida en la Fig. 6.1:

1. Datos del predictor: La metodología propuesta se inicia con la selección de las medidas registradas de una magnitud, la cual es propuesta como candidata a ser el predictor de la generación de potencia activa FV.
2. Análisis de correlación: Se desarrolla un análisis de correlación entre la magnitud candidata a predictor y la magnitud que se quiere predecir (datos reales de generación de potencia activa FV), para comprobar la viabilidad de crear un modelo a partir del predictor propuesto.
3. Desarrollo del modelo: Si el análisis de correlación alcanza el valor asignado por el usuario, entonces se procede al desarrollo de los modelos utilizando las herramientas de análisis de datos.
4. Validación del modelo: Una vez seleccionada la curva que más se ajuste, se dispone de una representación matemática del modelo. Este modelo debe ser comprobado mediante un parámetro que proporcione una evaluación numérica del error cometido en su aplicación.
5. Aplicación del modelo: Si la validación del modelo es favorable, ha de definirse una metodología de aplicación del modelo.

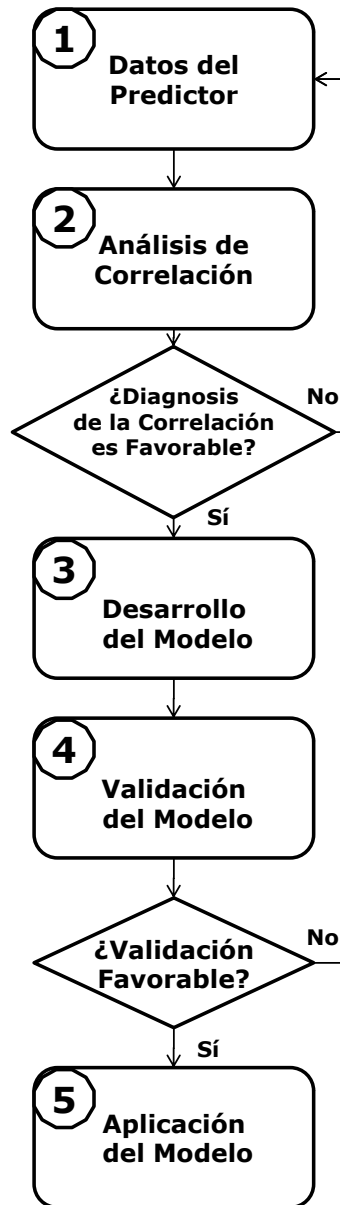


Figura 6.1: Metodología de desarrollo de modelos

6.1 Selección del predictor

Como primer paso en la determinación de un modelo que permita calcular de manera indirecta la potencia instantánea generada por las plantas fotovoltaicas, es preciso seleccionar una magnitud candidata a ser un predictor válido.

Las fuentes de información de dichas magnitudes disponibles para las compañías distribuidoras se resumen en dos tipologías, que se detallan a continuación:

- Magnitudes meteorológicas registradas por agentes externos, pero accesibles mediante contrato comercial: irradiación solar, temperatura, velocidad y dirección del viento, etc.
- Magnitudes eléctricas medidas por la propia compañía distribuidora en su red: potencia instantánea de alguna planta fotovoltaica singular en la zona, medidas en cabeceras de las líneas de media tensión, medidas agregadas en barras de la subestación, etc.

6.1.1 Magnitud meteorológica: Irradiancia solar

De cara a la elaboración de modelos para su aplicación por parte de las compañías distribuidoras, un factor muy importante es la simplicidad. Los cálculos han de poder ser aplicados reiteradamente, a poder ser dentro de algoritmos de los propios programas de simulación, y por tanto si es posible realizar un modelado mediante modelos que utilicen una sola variable como predictor, esto facilitará su posterior aplicación, por lo que se orientan los trabajos de investigación hacia este tipo de modelos.

Un ejemplo de la utilización de una magnitud meteorológica registrada para la generación de modelos de predicción de generación eólica se puede ver en [30, 72, 73, 74]. En [30] en sus capítulos 2.9.3, 5 y 6 se determinan los parámetros de la función de Weibull que modelan la velocidad de los vientos en una localización de un parque eólico en Holanda, en el decurso de un análisis estocástico de la red, para, a partir de dicho modelo, determinar la potencia activa instantánea aportada a la red por dichos generadores eólicos.

Como se ha podido ver en [44, 75] la irradiación solar en la superficie terrestre puede ser un buen predictor de la potencia instantánea producida por una planta fotovoltaica.

En Europa existen redes de estaciones automáticas de medidas atmosféricas, gestionadas tanto por entidades privadas como por organismos públicos

de servicios meteorológicos, que recogen periódicamente datos sobre el territorio. Dichos datos los utilizan los citados organismos para sus previsiones e investigaciones, y los pueden ceder a terceros con fines de investigación, o bien pueden mantener acuerdos económicos para suministrarlos de manera periódica o en línea. Dichas estaciones tienen como medida habitual de radiación solar la irradiancia solar global (W/m^2), aunque también existen medidas de otros tipos de radiaciones solares.

6.1.2 Magnitud eléctrica: Potencia activa de generación fotovoltaica instantánea

Como se indica en [44, 76], existen claros indicios de las correlaciones entre las potencias activas instantáneas producidas por generadores fotovoltaicos en un área geográfica limitada, afectada por similares factores meteorológicos y del terreno.

Existe la posibilidad de que la compañía distribuidora pueda disponer de medidas instantáneas de potencia activa generada por algún generador fotovoltaico en la zona, que pueda ser utilizado como predictor para modelar el comportamiento del resto de generadores fotovoltaicos en dicha área geográfica cercana, determinada por el ámbito de la red alimentada por una misma subestación AT-MT.

Por tanto también se considerará en la presente tesis la posibilidad de modelar la generación de plantas fotovoltaicas a partir de los datos de otra planta en la misma área geográfica.

6.2 Análisis de correlación

Como segundo paso en la determinación del modelo, es necesario llevar a cabo un análisis estadístico que determine la posibilidad de utilizar el predictor seleccionado para modelar la variable deseada. Como se verá continuación, dicho análisis ha de ser realizado de una manera adecuada a los generadores estocásticos analizados.

6.2.1 Las falacias de la normalidad e independencia de los generadores estocásticos

Como se indica en [30], en los análisis de red se suelen considerar a los generadores estocásticos (fotovoltaicos, eólicos, hidráulicos de aguas fluyentes) como generadores totalmente independientes, y con un comportamiento asimilado a un modelo de una curva estadística normal. [30] demuestra respecto

6.2 Análisis de correlación

a los generadores eólicos que la asunción de dicha independencia proviene de la asunción de la independencia de su fuente primaria, es decir, de las velocidades del viento en ese caso. Esto puede ser cierto en localizaciones separadas por una gran distancia geográfica, pero en una pequeña y determinada área geográfica la asunción de tal independencia estadística es falsa, dado que se demuestra que existe un alto coeficiente de correlación entre las distintas velocidades del viento en dicha área, que además no presenta una distribución normal, si no que se dispone en forma de distribución de Weibull.

Por tanto, en el caso que nos ocupa, para hallar el modelado correcto de los generadores fotovoltaicos conectados a la red de distribución de una misma subestación, será necesario conocer la relación de dependencia existente entre sus fuentes primarias, dado que al tratarse de un área geográfica limitada, esta tendrá una importancia capital en su modelado.

Como se indica en [44, 75, 76], existen claros indicios de las correlaciones entre las potencias instantáneas producidas por generadores fotovoltaicos en un área geográfica limitada, afectada por similares factores meteorológicos y del terreno.

6.2.2 Consideraciones sobre la correlación lineal y el coeficiente de determinación

A continuación se proporciona la descripción matemática de la correlación utilizada habitualmente en los análisis de correlación lineal. Freund and Wilson [77] define el coeficiente de correlación como la medida de la fuerza de la relación lineal entre dos variables cuantitativas.

El coeficiente de estimación de la correlación, llamado r y también descrito en [77], puede ser formulado como una función de dos valores independientes x e y de dos grupos de datos por

$$r = \frac{\sum(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x - \bar{x})^2 \sum(y - \bar{y})^2}} = \frac{S_{xy}}{\sqrt{S_{xx}S_{yy}}} \quad (6.1)$$

donde x es el grupo de datos 1, \bar{x} es la media del grupo de datos 1, y es el grupo de datos 2, \bar{y} es la media del grupo de datos 2, S_{xy} es la suma de productos corregida de x e y , S_{xx} es la suma de cuadrados corregida de x , y S_{yy} es la suma corregida de cuadrados de y .

También es posible calcular el cuadrado de r , r^2 , el cual es conocido como el coeficiente de determinación, y es un valor de la fuerza relativa de la regresión correspondiente. r^2 es ampliamente utilizado para describir la efectividad de los modelos de regresión lineal, como se describe en [77] y se calcula por

$$r^2 = \frac{(S_{xy})^2}{S_{xx}S_{yy}} \quad (6.2)$$

Esta correlación lineal comentada hasta el momento es válida para variables que cumplan una distribución lineal, pero no es el caso de los generadores fotovoltaicos, que presentan una distribución estocástica muy dependiente de los fenómenos meteorológicos, como se ha demostrado en el anterior capítulo.

Cuando la función que define el comportamiento de la variable a modelar no es una función normal, como sucede por ejemplo con dos generadores eólicos que son representados por una función de Weibull, la relación de dependencia entre las dos funciones de esos dos generadores no es lineal, tal y como se demuestra en [30]. Por tanto aunque su correlación fuera perfecta, al valor del parámetro r^2 , el coeficiente de determinación, no sería igual a uno, sino inferior, dado que, tomando W1 y W2 dos distribuciones tipo Weibull de velocidades del viento, su relación no podría ser expresada mediante una función lineal del tipo $W1 = aW2 + b$, pues W1 y W2 no son funciones lineales si no del tipo Weibull.

Un caso similar sucede con los valores de X, y los valores de las curvas de las potencias de X. Existe una dependencia perfecta entre las funciones, pero si miramos los valores del coeficiente de determinación r^2 entre ellas, vemos en [30] que son decrecientes en función del crecimiento del exponente (1, 0,939, 0,828, 0,713), lo que puede llevar a consideraciones erróneas o contra intuitivas.

Para el caso de los generadores fotovoltaicos, se puede apreciar en el test de normalidad representado en la Fig. 6.2, aplicado a una muestra de datos históricos de potencia activa de generación (kW) de un generador fotovoltaico G1M de la zona de Lleida, España, donde los resultados indican su no normalidad. Lo mismo puede apreciarse en su función estadística acumulativa (*cumulative distribution function* CDF) representada en la Fig. 6.3, comparada con la que tendría una función normal.

Como se explica en [78], es necesario utilizar una ecuación general del coeficiente de determinación, y por tanto aplicar lo que en la obra citada se define como error típico de estimación modificado, que se desarrolla para cada función aplicada e incluye los grados de libertad adicionales necesarios.

Por tanto, también es necesario utilizar una medida que nos permita hallar la verdadera relación entre las variables, lo que nos lleva a la correlación de Spearman, dentro del grupo de las Rank correlation, como también se justifica en [76].

6.2 Análisis de correlación

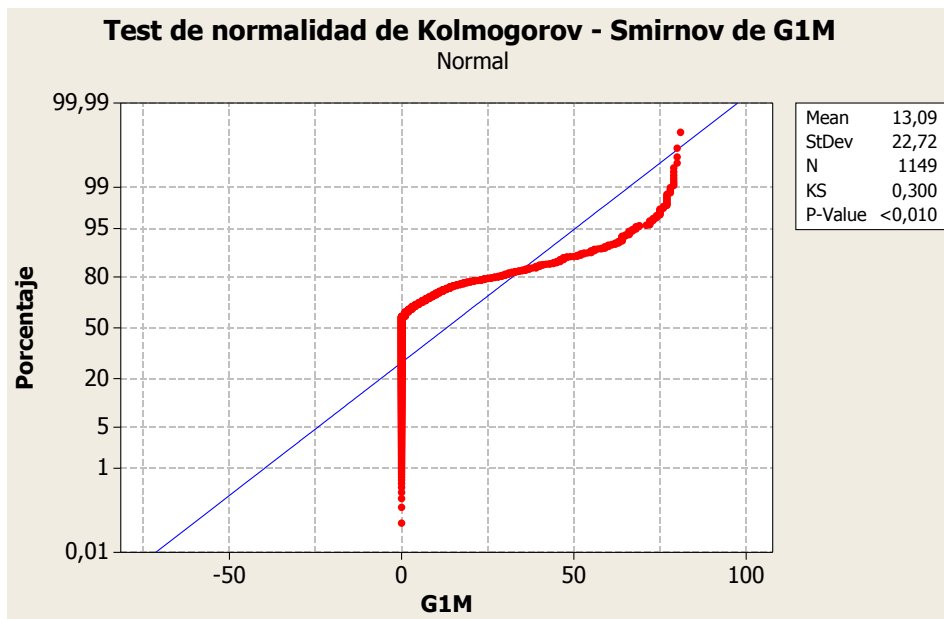


Figura 6.2: Test de normalidad de Kolmogorov - Smirnov de G1M

6.2.3 Correlación de Spearman: un tipo de Rank correlation

La Rank correlation es una idea sencilla, basada en medir la correlación no directamente entre los valores de las variables, si no clasificar (rank en inglés) las medidas de menor a mayor, y entonces medir la correlación momento-producto de las filas respectivas. Esto corresponde a la relación constante entre los valores reales. En este caso, las distribuciones marginales no tienen ningún efecto sobre el valor de la medida.

Con base en esta idea, el cálculo de la correlación de rango de una población de N pares de muestras (xi, yi) para el vector aleatorio (X, Y) es muy sencillo. En primer lugar, sustituir el valor de cada xi por el valor de su rango entre los demás xi en la muestra, es decir 1, 2, . . . , N. Si el xi son todos distintos entonces cada entero se producirá exactamente una vez. Si algunas de las xi tienen valores idénticos, entonces se le asigna a estos "lazos" la media de los rangos que habrían tenido si sus valores fueran ligeramente diferentes . Aplicamos el mismo procedimiento para el vector Yi.

Después, se calcula un nuevo vector D, formado por los valores di que se calculan restando los valores de las parejas de rangos anteriormente calculadas.

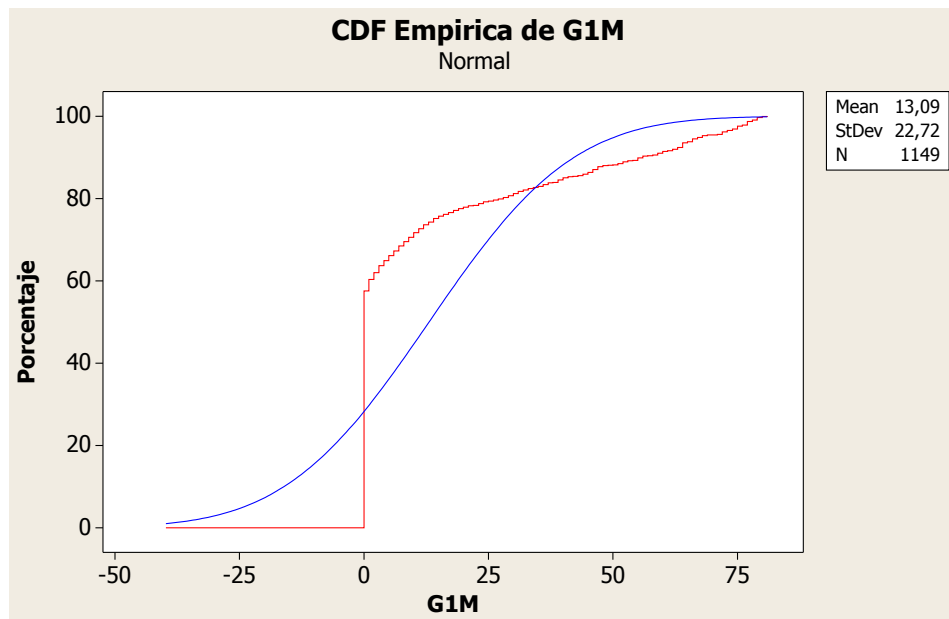


Figura 6.3: Función estadística acumulativa (CDF) de G1M comparada con una función normal

El coeficiente de correlación de Spearman ρ es una medida de la correlación (la asociación o interdependencia) entre dos variables aleatorias continuas. Para calcular ρ , los datos son ordenados y reemplazados por su respectivo orden en la secuencia de datos, según una Rank correlation. El estadístico ρ viene dado por la expresión:

$$\rho = 1 - \frac{(6 \sum D^2)}{N(N^2 - 1)} \quad (6.3)$$

donde D es la diferencia entre los correspondientes estadísticos de orden de x - y, y N es el número de parejas.

La interpretación de coeficiente de Spearman ρ es igual que la del coeficiente de correlación de Pearson [77]. Oscila entre -1 y +1, indicándonos asociaciones negativas o positivas respectivamente; el valor cero significa no correlación, pero no implica independencia: El signo de la correlación de Spearman indica la dirección de la asociación entre X (variable independiente) e Y (la variable dependiente). Si Y tiende a aumentar cuando aumenta X, el coeficiente de correlación de Spearman es positivo. Si Y tiende a disminuir cuando aumenta X, el coeficiente de correlación de Spearman es negativo.

6.2 Análisis de correlación

Una correlación de Spearman de cero indica que no existe una tendencia de Y para aumentar o disminuir cuando aumenta X.

La correlación de Spearman aumenta en magnitud tanto como X e Y estén más cerca de ser funciones perfectamente monotónicas una de la otra. Cuando X e Y están perfectamente relacionados monotonicamente, el coeficiente de correlación de Spearman se convierte en 1. Una relación perfecta monótona creciente implica que para cualquier par de pares de valores de datos X_i, Y_i y X_j, Y_j , que $X_i - X_j$ y $Y_i - Y_j$ siempre tienen el mismo signo. Una relación monótona decreciente perfecta implica que estas diferencias siempre tienen signos opuestos, dado que se define una función monotónica como aquella que siempre crece en el mismo sentido.

El coeficiente de correlación de Spearman se describe a menudo como “no paramétrico”. Esto puede tener dos significados: En primer lugar, el hecho de que un resultado perfecto de correlación de Spearman cuando X e Y están relacionadas por una función monótona puede ser contrastada con la correlación de Pearson, que sólo da un valor perfecto cuando X e Y están relacionadas por una función lineal. En segundo lugar, el otro sentido en el que la correlación de Spearman es no paramétrica es en que su distribución muestral exacta se puede obtener sin requerir el conocimiento de la distribución de probabilidad conjunta de X e Y.

6.2.4 Aplicación de la correlación de Spearman y determinación de la validez del predictor

Para la aplicación de la correlación de Spearman, lo usual hoy en día es la aplicación de una herramienta informática que permita su aplicación rápida y masiva. En primer lugar es necesario calcular las tablas de datos con los Ranks, a partir de los datos originales. A continuación se procede a aplicar un análisis de regresión de los respectivos pares de vectores de datos de ranks, aplicando usualmente unos intervalos de confianza del 95 %. Con ello se obtienen los valores de correlación de Spearman entre el candidato a predictor y su variable predecida, pudiendo evaluar si los valores obtenidos son suficientemente buenos como para considerar el predictor como válido.

Esto en estadística se denomina evaluar su significancia: un resultado se denomina estadísticamente significativo cuando no es probable que haya sido debido al azar. Una *diferencia estadísticamente significativa* solamente significa que hay evidencias estadísticas de que hay una diferencia; no significa que la diferencia sea grande, importante, o significativa en el sentido estricto de la palabra.

El nivel de significación de un test es un concepto estadístico asociado

Capítulo 6 Metodología de desarrollo de modelos de correlación

a la verificación de una hipótesis. En pocas palabras, se define como la probabilidad de tomar la decisión de rechazar la hipótesis nula cuando ésta es verdadera (decisión conocida como error de tipo I, o *falso positivo*). La decisión se toma a menudo utilizando el valor P (o p-valor): si el valor P es inferior al nivel de significación, entonces la hipótesis nula es rechazada. Cuanto menor sea el valor P, más significativo será el resultado.

En otros términos, el nivel de significatividad de un contraste de hipótesis es una probabilidad P tal que la probabilidad de tomar la decisión de rechazar la hipótesis nula - cuando ésta es verdadera - no es mayor que P.

El nivel de significatividad es habitualmente representado por el símbolo griego α (alpha). Son comunes los niveles de significatividad del 0,05, 0,01 y 0,1. Si un contraste de hipótesis proporciona un valor P inferior a α , la hipótesis nula es rechazada, siendo tal resultado denominado *estadísticamente significativo*. Cuanto menor sea el nivel de significatividad, más fuerte será la evidencia de que un hecho no se debe a una mera coincidencia (al azar).

La hipótesis que se plantea en el caso que nos ocupa, es si el predictor que se está probando es lo suficientemente bueno como para poder deducir de él modelos que nos permitan reducir el error cometido en los estudios de planificación. Se decide aceptar como admisible un valor de significatividad de 0,2, lo que a su vez corresponde a un valor de significación de P (P-value) de al menos 0,8, considerando que los valores inferiores a dicho parámetro presentan un valor de significación insuficiente. Son dichos valores los que se pueden observar en las tablas de correlación de los ejemplos de los siguientes capítulos.

Dicho valor de 0,8 ha sido establecido como resultado de aplicar la metodología descrita a casos reales, como los detallados en los siguientes capítulos 7 y 8, y comprobar que valores inferiores de ρ comportan la obtención de modelos con coeficientes de determinación inferior a 0,8.

Como se ha indicado anteriormente, el coeficiente de correlación de Spearman ρ es una medida de la correlación (la asociación o interdependencia) entre dos variables aleatorias continuas. Para calcular ρ , los datos son ordenados y reemplazados por su respectivo orden (Rank) en la secuencia de datos. A continuación se calcula el estadístico ρ , que viene dado por la Ec. 6.3, y si obtenemos valores superiores a 0,8 estipulado, consideraremos que el predictor es válido.

6.2.5 Ejemplo de análisis de correlación

Por ejemplo, para analizar la validez de un generador fotovoltaico al que denominaremos G1M para actuar como predictor de otro generador fotovoltaico de la zona, al que denominaremos G3M, partiendo de una muestra de datos históricos registrados de ambos de su generación horaria de potencia activa promedio (kW) en 3 meses. Se puede apreciar en la Fig. 6.4 la distribución de los datos.

En primer lugar, es necesario calcular los Rank correspondientes de los datos, ordenándolos mediante una herramienta estadística (Minitab). Se puede apreciar en la Fig. 6.5 la distribución de los datos resultante.

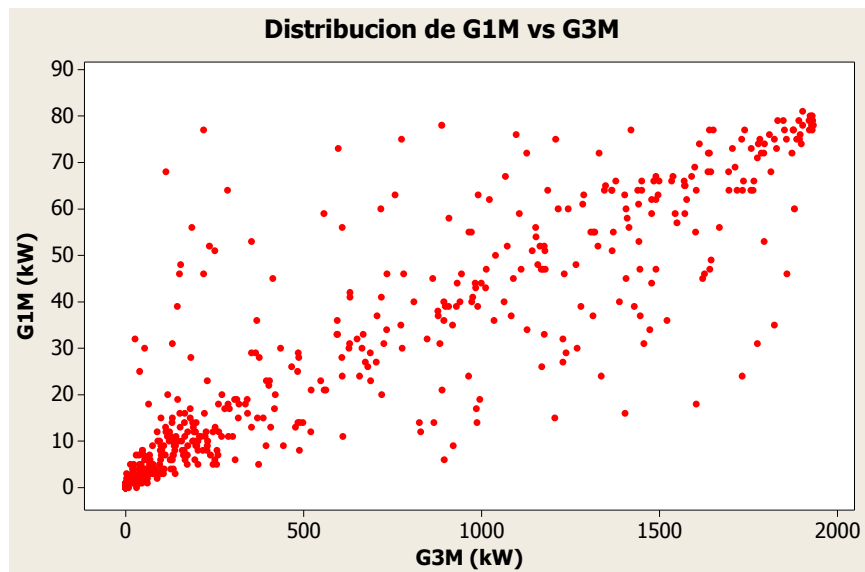


Figura 6.4: Distribución de G1M vs G3M (kW)

A continuación se procede a calcular la correlación de Spearman entre ambas variables, obteniendo los valores del coeficiente de correlación de Spearman ρ , que viene dado por la Ec. 6.3, y si se obtienen valores superiores a 0,8 estipulado, se considera que el predictor es válido. En este caso, así es, como puede observarse según el valor obtenido en la Tabla 6.1.

6.3 Desarrollo del modelo

Una vez el diagnóstico de correlación es favorable, hay que desarrollar el modelo matemático, para lo cual es necesario definir la expresión matemática

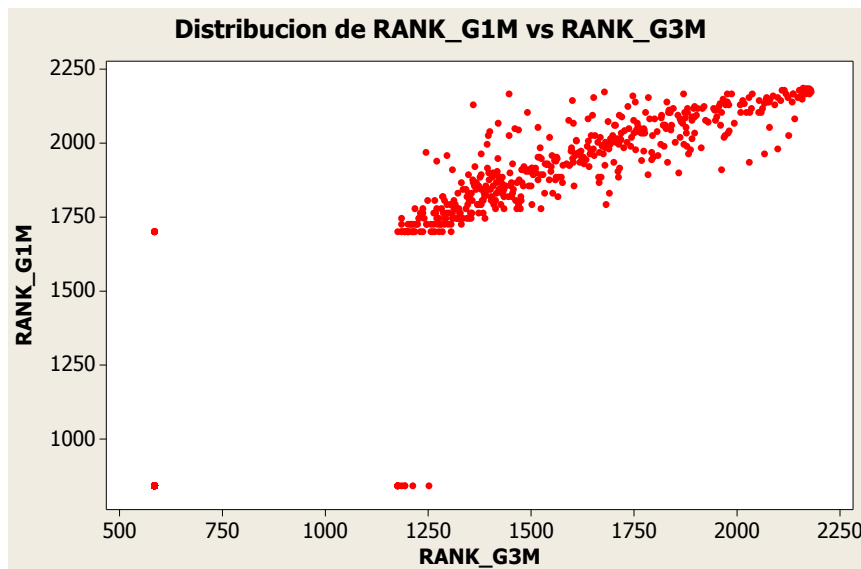


Figura 6.5: Distribución de Rank-G1M vs Rank-G3M

Tabla 6.1: Coeficiente de correlación de Spearman ρ entre los generadores fotovoltaicos G1M y G3M

	G1M
G3M	0,963

adecuada que permita su aplicación en los cálculos.

El modelo se desarrolla a partir de los datos originales del predictor escogido y de la magnitud predecida.

Para ello se utilizan habitualmente herramientas de software que analizan los datos y permiten evaluar el ajuste de diferentes funciones matemáticas a los mismos. Las expresiones matemáticas pueden ser lineales, exponenciales, etc., como por ejemplo las siguientes, las cuales están resumidas en la Fig. 6.6

1. Función polinómica de Grado 1:

$$f(x) = P_1 \cdot x + P_2 \quad (6.4)$$

2. Función polinómica de Grado 2:

$$f(x) = P_1 \cdot x^2 + P_2 \cdot x + P_3 \quad (6.5)$$

6.3 Desarrollo del modelo

3. Función exponencial:

$$f(x) = P_1 \cdot e^{(P_2 \cdot x)} + P_3 \cdot e^{(P_4 \cdot x)} \tag{6.6}$$


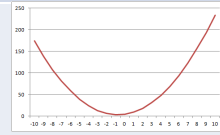
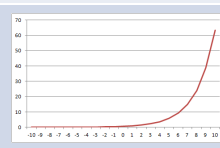
FUNCIÓN	ECUACIÓN	GRÁFICA DE EJEMPLO
Polinómica de Grado 1 $P_1, P_2 \in \mathbf{R}$ $P_1 \neq 0$	$f(x) = P_1 \cdot X + P_2$	
Polinómica de Grado 2 $P_1, P_2, P_3 \in \mathbf{R}$ $P_1, P_2 \neq 0$.	$f(x) = P_1 \cdot X^2 + P_2 \cdot X + P_3$	
Exponencial $P_1, P_2, P_3, P_4 \in \mathbf{R}$ $P_1, P_3 \neq 0$	$f(x) = P_1 \cdot \exp(P_2 \cdot X) + P_3 \cdot \exp(P_4 \cdot X)$	

Figura 6.6: Funciones utilizadas en el ajuste de los modelos

Una vez seleccionada la curva, se dispone de una representación matemática del modelo. Este modelo debe ser validado mediante un parámetro que proporcione una evaluación numérica del error cometido en su aplicación.

6.3.1 Ejemplo de desarrollo de un modelo

Por ejemplo, el modelo según una función polinómica de grado 1 de la generación de una planta FV con seguidor a la que llamaremos G3M, desarrollado siguiendo la metodología descrita, en este caso utilizando como predictor los datos de generación de potencia activa (kW) de otra planta FV con generadores con seguidor presente en el área de estudio, a la que llamaremos G1M. Según el modelo tendremos por tanto la expresión de la potencia activa instantánea de la planta G3M en función de la potencia activa instantánea de la planta G1M, que se expresará como:

$$P_{G3M} = P_1 + (P_2 \cdot P_{G1M}) \tag{6.7}$$

En este caso concreto, mediante una herramienta informática de ajuste de funciones (Minitab) se obtuvieron los parámetros de valoración del ajuste del modelo siguientes:

El parámetro P_1 es igual a 0,003452, oscilando entre -0,003249 y 0,01015 para un intervalo de confianza del 95 %.

El parámetro P_2 es igual a 0,8935, oscilando entre 0,8731 y 0,914 para un intervalo de confianza del 95 %.

Por lo que la ecuación anterior la podemos escribir como:

$$P_{G3M} = 0,0035 + (0,8935 \cdot P_{G1M}) \quad (6.8)$$

6.4 Validación del modelo

Para la validación del modelo se ha de proceder de forma análoga a la utilizada en el apartado de análisis de correlación: es necesario fijar unos valores límite de los parámetros de estimación del error utilizados, dentro de los cuales se considera que el modelo está validado, y comprobar para cada modelo si esto se cumple.

Es necesario por lo tanto aplicar un parámetro de estimación del error que nos de una medida correcta para poder proceder a validar el modelo. Se puede ver en [48] que una forma utilizada para ello en los modelos de predicción de radiación solar es el parámetro de la raíz del error cuadrático de la media (RMSE *root mean square error*), que permite una comparación término a término de la desviación entre el valor calculado (predicado) y el valor medido (observado). El RMSE en valor porcentual viene definido por

$$\%RMSE = \frac{100}{G_m} \sqrt{\frac{\sum (I_{i,pre} - I_{i,obs})^2}{N}} \quad (6.9)$$

Donde $I_{i,pre}$ es el valor i predicho, $I_{i,obs}$ es el valor i observado, N es el número total de observaciones, y G_m es la media de las observaciones.

Se elige este parámetro porque como hemos visto en apartados anteriores del presente capítulo, el coeficiente de estimación de la correlación r no nos sirve para estimar el error cometido, puesto que ni G1M ni G3M, los generadores fotovoltaicos, presentan funciones de distribución normales en su generación de potencia activa. Tampoco nos sirve su cuadrado, r^2 , denominado como coeficiente de determinación, por los mismos motivos.

Es importante señalar que el %RMSE es un valor de estimación del error que depende del período de modelización considerado, dado que se basa en la comparación una a una de las parejas de datos reales y modelados correspondientes. Es por ello que lo deseable es que dicho error se mantuviera en la medida de lo posible constante, o que creciera lo mínimo posible al modelar períodos más largos.

6.4 Validación del modelo

6.4.1 Ejemplo de validación de un modelo

Siguiendo con el ejemplo del apartado anterior, donde se obtuvieron las Ec. 6.7 y 6.8, a partir de dichas expresiones podremos calcular la generación histórica de la planta G3M, con la precisión que nos permitan los datos históricos registrados de G1M, como podemos observar gráficamente en la Fig. 6.7. En dicha figura se puede observar que existen días donde el error es alto, como el primero, y sin embargo otros días donde el error cometido es mucho menor, como en el resto de días.

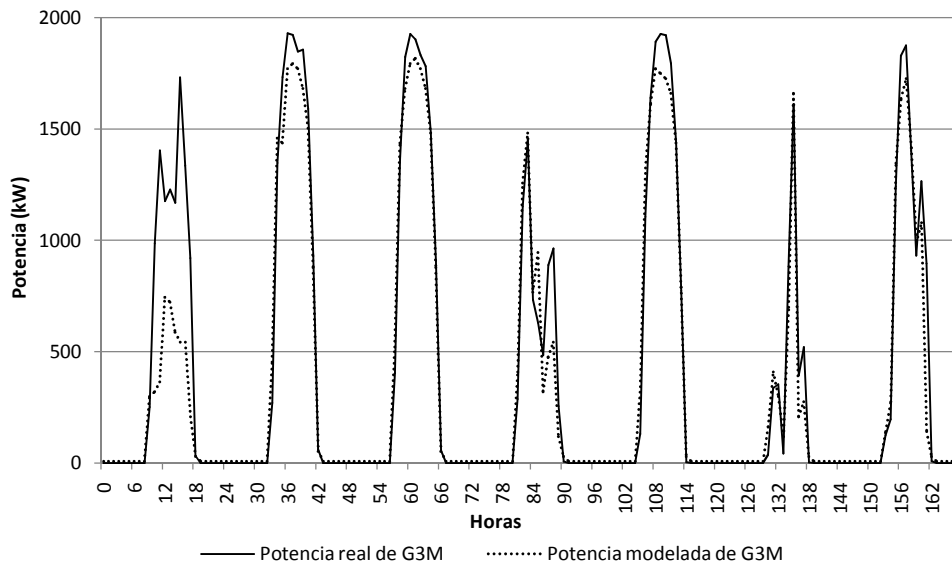


Figura 6.7: Comparación de datos históricos y modelados de la potencia de G3M a partir de los datos de G1M para la última semana de Noviembre de 2008

Para el período señalado se puede calcular el error cometido aplicando la Ec. 6.9, obteniendo el valor de la Tabla 6.2.

Tabla 6.2: Error cometido en el modelado de la potencia de G3M a partir de los datos de G1M para la última semana de Noviembre de 2008, en valor de %RMSE

	%RMSE
G1M vs G3M	59,35

6.4.2 Validación mediante %RMSE de un modelo desarrollado aplicando la metodología frente a otros modelos a través de un ejemplo

En el presente apartado se realiza el ejercicio de calcular el %RMSE obtenido mediante la aplicación de tres modelos diferentes al cálculo de la generación de una planta fotovoltaica sin seguidor G5S en la misma zona de Lleida, España, para diversos períodos temporales, de forma que se puedan comparar los resultados obtenidos

- Modelado mediante la aplicación de las tablas de irradiancia solar del Atlas Solar de Cataluña [8].
- Modelado mediante la aplicación PVGIS Website [66] para un cielo real (que incorpora modelado de fenómenos meteorológicos).
- Modelado mediante un modelo desarrollado con la metodología propuesta, a partir de los datos registrados de potencia activa de generación de los meses de octubre y noviembre de 2008 de otro generador fotovoltaico sin seguidor de la zona, G4S.

Aplicando la metodología descrita en la presente tesis, el modelo obtenido es el siguiente

$$P_{G5S} = P_1 + (P_2 \cdot P_{G4S}) \quad (6.10)$$

Y se obtuvieron los parámetros de valoración del ajuste del modelo siguientes:

El parámetro P_1 es igual a 0,9394, oscilando entre 0,9298 y 0,9490 para un intervalo de confianza del 95 %.

El parámetro P_2 es igual a 0,003326, oscilando entre 0,000728 y 0,005925 para un intervalo de confianza del 95 %.

Por lo que la ecuación anterior se puede escribir como:

$$P_{G5S} = 0,003326 + (0,9394 \cdot P_{G4S}) \quad (6.11)$$

Calculando los modelos equivalentes señalados, y aplicando la Ec. 6.9 a los diversos períodos de datos modelados, se obtienen los resultados de la Tabla 6.3, que pueden verse gráficamente en la Fig. 6.8. De dichos resultados puede observarse que el modelo desarrollado no solo es el que comete menos error de los tres, si no que es el que mantiene el error más constante para la modelación de períodos de mayor duración. Esto es de gran utilidad para la

6.5 Aplicación del modelo

planificación de la red, ya que se suele trabajar con datos anuales cronológicos y en forma de monótonas.

Tabla 6.3: Valores de los errores cometidos en %RMSE por los diferentes modelos, en los diversos períodos modelados

Modelos	1 Día	1 Semana	2 Semanas	4 Semanas	2 Meses
PVGIS	30,86	79,89	103,11	129,15	151,76
Atlas	25,07	63,35	78,00	101,35	116,28
Desarrollado	21,78	53,28	32,89	32,51	33,49

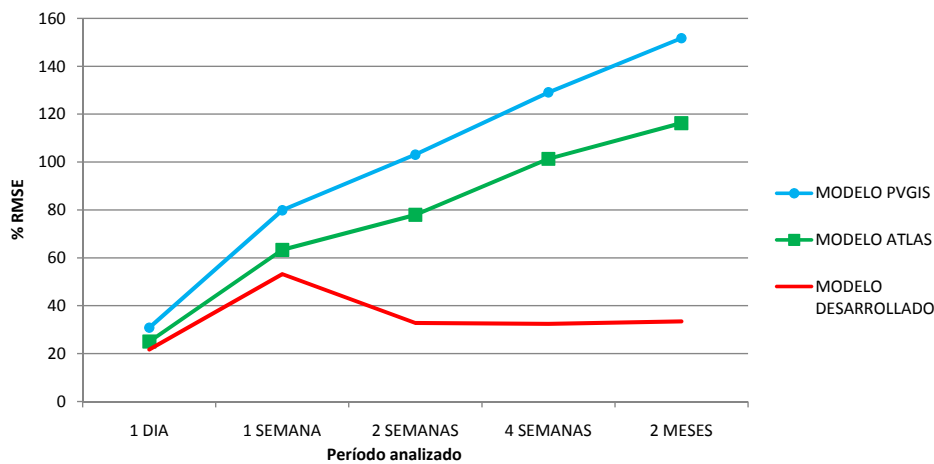


Figura 6.8: Valores de los errores cometidos en %RMSE por los diferentes modelos, en los diversos períodos modelados

6.5 Aplicación del modelo

Si la validación del modelo es favorable, esto permite obtener la potencia de toda la generación fotovoltaica conectada a la red de estudio, en el horizonte temporal deseado. El modelo obtenido y validado puede ser aplicado en los habituales estudios desarrollados en el proceso de planificación:

- Definición de escenario de demanda punta y valle.
- Definición de escenario de generación punta y valle.

Capítulo 6 Metodología de desarrollo de modelos de correlación

- Estudios de conexión de nuevos suministros en la red de distribución.
- Estudios de conexión de nuevos generadores en la red de distribución.
- Análisis de posibles contingencias futuras de la red.
- Otros.

En algunos casos también podrían ser de aplicación en las actividades de operación de la red:

- Análisis de la viabilidad de descargos en la red.
- Análisis de contingencias durante su proceso de solución.
- Desarrollo de planes de actuación frente a contingencias.
- Análisis de contingencias tras su solución mediante datos históricos.
- Otros.

6.5.1 Ejemplo de aplicación del modelo en una red real

Analizando un caso real similar al mostrado en el apartado anterior de planificación con generadores renovables, según la Fig. 6.9 donde podemos ver una planta FV con seguidor de 2 MW, a la que llamaremos G3M, conectada a la red de MT, de la que se disponen de datos históricos de los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2008, tanto de la potencia horaria medida en cabecera como de la potencia horaria de generación de G3M y G1M, una planta FV cercana a la zona.

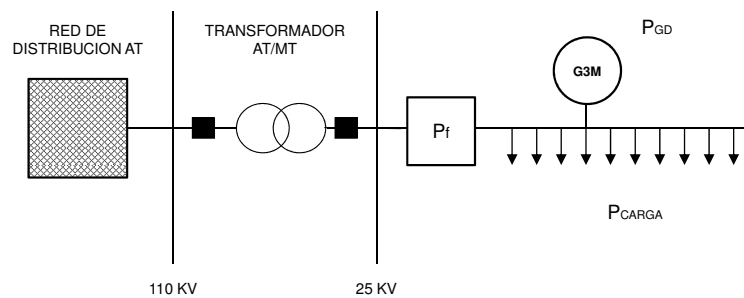


Figura 6.9: Configuración típica de una red de media tensión

6.5 Aplicación del modelo

Si observamos la Fig. 6.10, tenemos representada la curva de demanda medida en cabecera de la línea MT para la última semana de Noviembre de 2008, en kW. Se pueden observar fuertes diferencias de demanda entre situaciones de punta y valle, así como también una importante reducción de la demanda en las horas de mediodía.

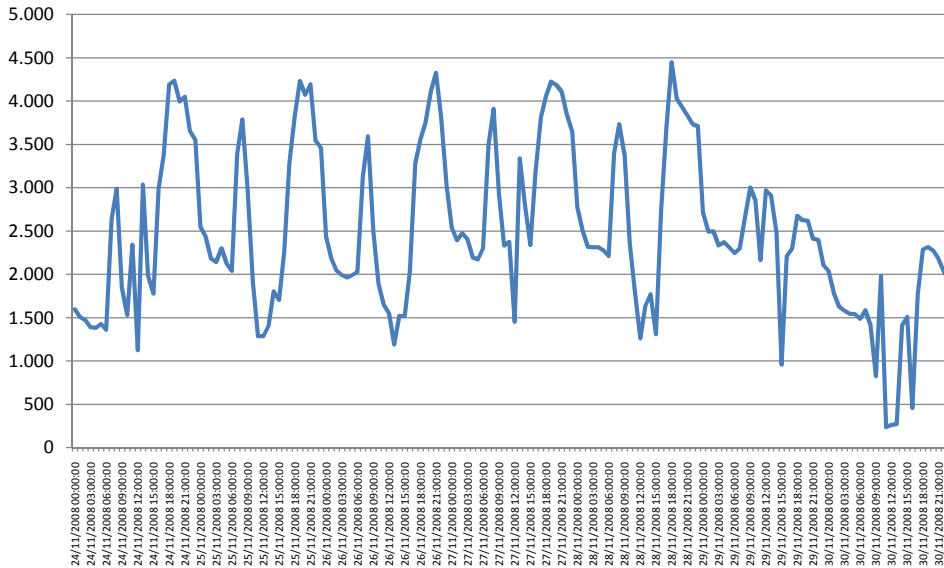


Figura 6.10: Curva de medida en cabecera de la línea MT para la última semana de Noviembre de 2008

Si disponemos del modelo de la generación en el área de dicha subestación, desarrollado siguiendo la metodología, en este caso a partir de otra planta FV con generadores móviles presente en el área de estudio, a la que llamaremos G1M, y de la cual se dispone de datos históricos, tendremos por tanto la expresión de la potencia activa instantánea de la planta G3M en función de la potencia activa instantánea de la planta G1M, como hemos podido ver en los apartados anteriores:

$$P_{G3M} = 0,0035 + (0,8935 \cdot P_{G1M}) \quad (6.12)$$

Por tanto, a partir de dicha expresión podremos calcular la generación histórica de la planta G3M, con la precisión que nos permitan los datos históricos registrados de G1M. Si representamos gráficamente dicha generación modelada de G3M, obtenida gracias al modelo, podremos tener la curva de la Fig. 6.11. Se puede observar en ella que la potencia activa de genera-

ción presenta los típicos ciclos diurnos y nocturnos, y durante la generación diurna también sufre variaciones que es de suponer que son en función de los factores atmosféricos tales como las nubes, la niebla, etc.

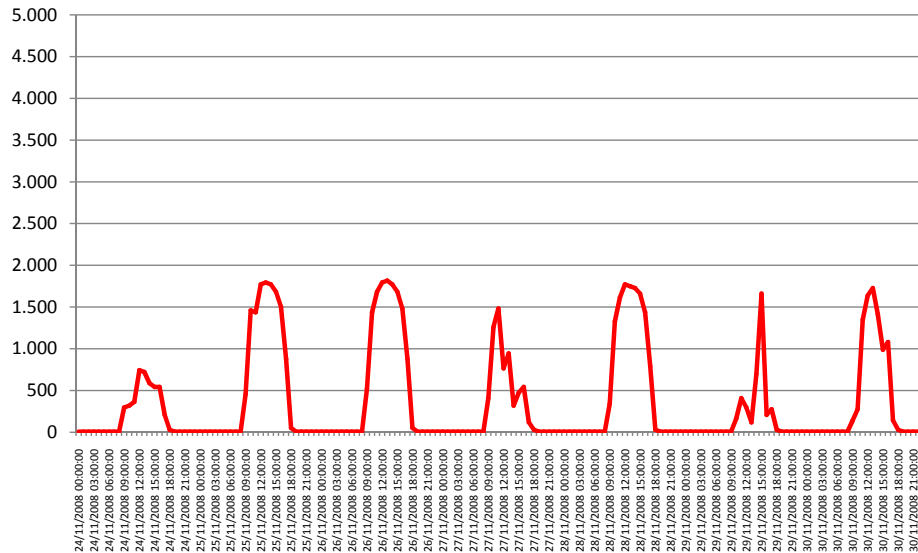


Figura 6.11: Curva de generación de la planta FV G3M obtenida mediante el modelo desarrollado a partir de los datos históricos de generación de la planta FV G1M

Si se representan en una misma gráfica ambas señales, así como la suma de ambas, como podemos observar en la Fig. 6.12, se puede apreciar que, por ejemplo, lo que inicialmente se consideraban fuertes descensos de la demanda en las horas centrales del día, en realidad es la generación fotovoltaica que reduce la demanda a la red de distribución aguas arriba del circuito en un valor equivalente a su generación. Este fenómeno tiene especial relevancia si consideramos que cada vez más, la punta de demanda se sitúa en las horas centrales del día, motivado por el aumento de demanda al sistema eléctrico que generan los aires acondicionados y sistemas de climatización.

En este mismo ejemplo, revisando la serie histórica de demanda se obtiene que la punta de demanda en los 3 meses registrados se sitúa en un valor de 4.919 kW. Si se considera la misma serie histórica, pero incluyendo las medidas de generación de G3M modeladas según la metodología desarrollada, se encuentra que en el mismo período la punta de demanda histórica es de 5.128 kW, es decir, de 209 kW más, como podemos observar gráficamente en

6.5 Aplicación del modelo

la Fig. 6.13 para el día 13 de Noviembre de 2008, lo cual tiene gran importancia a la hora de realizar estudios que consideren la capacidad de la red, como la conexión de nuevos suministros, o de nuevos generadores, a la red de distribución.

Si se consideran los datos reales históricos de generación de la planta G3M, se calcula un valor de punta de demanda histórica de 5.267 kW, es decir, de 348 kW más respecto a no considerar la generación. Por tanto, si no se dispusiera de los datos históricos de generación de G3M, gracias al modelado de la medida de G3M, se podría haber eliminado más de la mitad del error cometido al estimar la punta de la demanda en dicho circuito.

También es posible observar gráficamente que en los días 24, 27, 29 y 30 de Noviembre, las fuertes oscilaciones de potencia medidas en cabecera de la línea MT son motivados por las fuertes oscilaciones de la generación fotovoltaica, lo cual puede ayudar a tomar las acciones pertinentes para amortiguarlas. Este diagnóstico no sería posible sin disponer del modelo desarrollado.

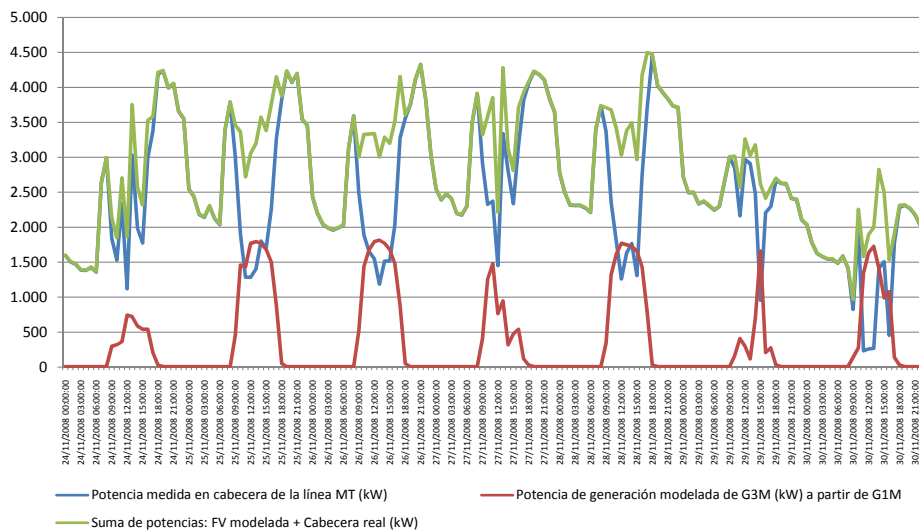


Figura 6.12: Curvas ejemplo de generación de la planta FV G3M, de medida en cabecera de la línea MT, y la suma de ambas, del 24 al 30 de Noviembre de 2008.

Capítulo 6 Metodología de desarrollo de modelos de correlación

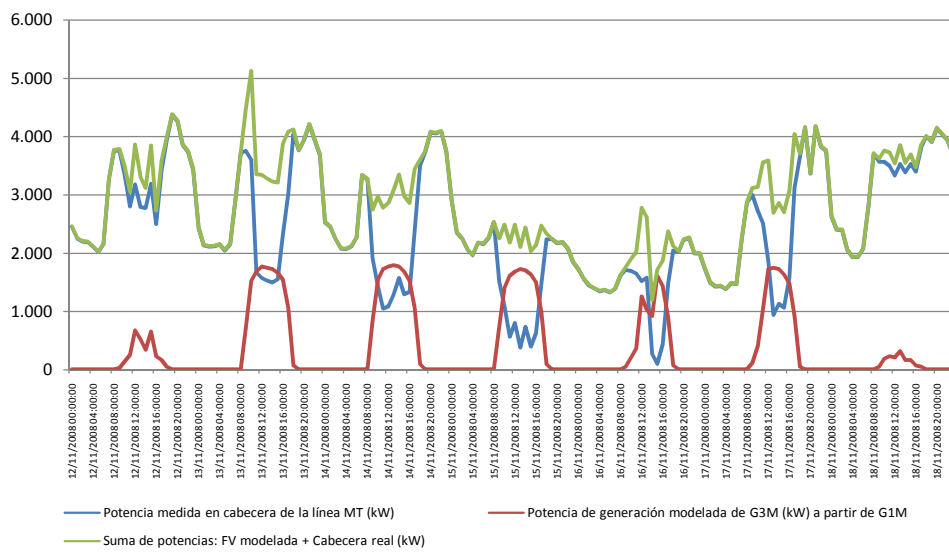


Figura 6.13: Curvas ejemplo de generación de la planta FV G3M, de medida en cabecera de la línea MT, y la suma de ambas, del 12 al 18 de Noviembre de 2008.

Parte III

Aplicación

Capítulo 7

Aplicación de la metodología de desarrollo de modelos

En este capítulo se desarrollan tres casos de predicción de potencia activa de generadores FV, a partir de datos de medidas reales obtenidos de generadores FV conectados a la red de distribución de la provincia de Lleida, en España, y de datos históricos de medidas meteorológicas de la zona.

Se ha analizado la base de datos histórica de generación, que comprende datos desde Enero a Noviembre de 2008, como referencia para el desarrollo de los modelos. Estos datos incluyen registros de cinco generadores FV, indicados como círculos en el mapa de la Fig. 7, con un registro cada cuarto de hora de la potencia activa instantánea generada por cada uno de ellos. Se ha calculado la potencia normalizada generada por cada uno de ellos, para poder comparar los datos de generación entre sí y sus respectivos datos estadísticos. Las características de las plantas de generación están descritas en la Tabla 7.1, y las distancias entre plantas se detallan en la Tabla 7.2.

El Servei Meteorològic de Catalunya [79] ha proporcionado para la realización de la presente tesis datos históricos horarios de irradiancia solar global en el período 2006 a 2008 en la zona, consistentes en registros procedentes de diez estaciones meteorológicas indicadas como cuadrados en el mapa de la Fig. 7. Los datos proporcionados incluyen medidas de la irradiancia solar global en una superficie plana en la localización de la estación medidos en W/m^2 . Se puede ver una descripción de las estaciones metereológicas en la Tabla 7.3, mientras que la Tabla 7.4 indica las distancias entre las estaciones.

7.1 Caso 1: Irradiancia solar global en la superficie de la tierra como predictor

Siguiendo la metodología desarrollada en capítulos anteriores, como primer paso se selecciona la variable que actuará como predictor entre diversos candidatos posibles. En este caso, se selecciona la irradiancia solar global como

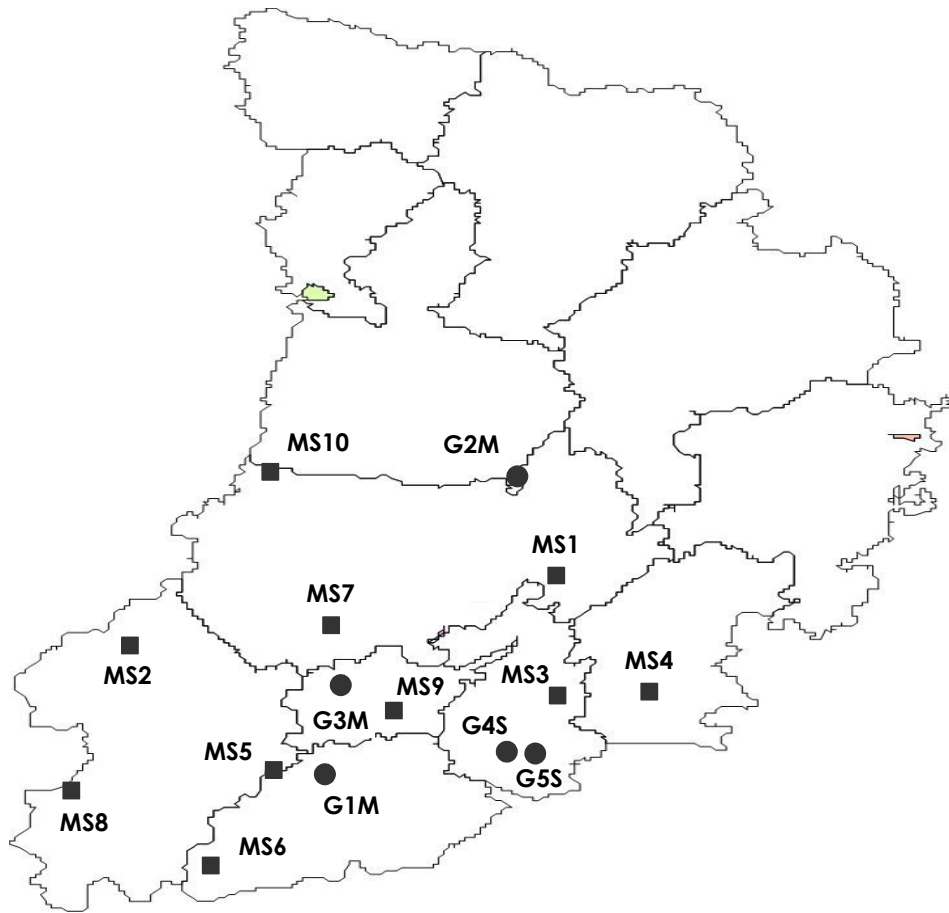


Figura 7.1: Mapa de localización

predictor de la potencia activa generada por un generador FV, considerando dos tipos de generadores, los G1M, G2M y G3M con seguidor solar, y por otro lado los G4S y G5S sin seguidor solar, como se describe en la sección anterior. Se desarrollarán los modelos correspondientes de cada estación meteorológica respecto a cada generador FV.

Como segundo paso, se lleva a cabo un análisis de correlación de los datos para verificar las posibilidades de utilizar el predictor propuesto. La Tabla 7.5 muestra la correlación de Spearman (Rank correlation) entre los generadores estudiados. Se puede apreciar que existe una buena correlación entre las plantas de la misma tecnología (con seguidor, sin seguidor solar).

7.1 Caso 1: Irradiancia solar global en la superficie de la tierra como predictor

Tabla 7.1: Descripción de los generadores fotovoltaicos

Nombre	Potencia (kW)	Seguidor	Tecnología	Tensión
G1M	80	SI-dos ejes	Monocristalina	BT
G2M	100	SI-dos ejes	Monocristalina	BT
G3M	2000	SI-dos ejes	Monocristalina	MT
G4S	80	NO-techo inclinado	Policristalina	BT
G5S	45	NO-techo inclinado	Policristalina	BT

Tabla 7.2: Distancia entre generadores fotovoltaicos en km

	G1M	G2M	G3M	G4S
G2M	63			
G3M	17	46		
G4S	23	54	24	
G5S	26	54	27	3

En la Tabla 7.6 se detalla la correlación entre estaciones meteorológicas. Como era de esperar, se puede apreciar una muy buena correlación entre ellas.

Por otro lado, en la Tabla 7.7 se puede ver la correlación entre estaciones meteorológicas y plantas FV sin seguidores solares. Es posible observar que se obtienen valores de los coeficientes de correlación entre 0,872 y 0,972. Por otro lado, en la Tabla 7.8 se puede ver la correlación entre estaciones meteorológicas y plantas FV con seguidores solares. Es posible observar que se obtienen valores de los coeficientes de correlación que están entre 0,816 y 0,963.

Como ha podido observarse en las tablas 7.4 a 7.8, los coeficientes de correlación lineal presentan valores por encima de 0,800, con la excepción de los generadores solares de diversas tecnologías de seguidor o no entre sí, lo que indica que es posible utilizar unas medidas registradas como predictores de las otras, con resultados aceptables. También ha podido observarse que las correlaciones entre irradiancia solar y las plantas FV sin seguidor son mejores que en relación a las plantas que tienen seguidor solar.

Por tanto es posible concluir que el análisis de correlación es favorable entre las magnitudes indicadas, y es posible desarrollar modelos del predictor seleccionado, como fué indicado en [44] para un registro de medidas menor.

Como tercer paso, se procede al desarrollo de los modelos. La Tabla 7.9 detalla 10 diferentes modelos polinomiales de grado 1 obtenidos para el ge-

Tabla 7.3: Descripción de las estaciones meteorológicas

Estación	Altitud (m)	X UTM	Y UTM	Frecuencia de medida
MS1	441	346935	4637977	Horaria
MS2	374	295182	4624356	Horaria
MS3	427	347104	4614634	Semi-Horaria
MS4	558	358240	4615380	Semi-Horaria
MS5	228	312632	4600137	Horaria
MS6	490	305000	4581550	Horaria
MS7	245	319600	4628320	Horaria
MS8	102	288065	4596135	Horaria
MS9	261	327219	4611693	Horaria
MS10	1574	312220	4658170	Horaria

Tabla 7.4: Distancia entre estaciones meteorológicas en km

	MS1	MS2	MS3	MS4	MS5	MS6	MS7	MS8	MS9
MS2	54								
MS3	23	53							
MS4	25	64	11						
MS5	51	30	37	48					
MS6	70	44	54	63	20				
MS7	29	25	31	41	29	49			
MS8	72	29	62	73	25	22	45		
MS9	33	34	20	31	19	37	18	42	
MS10	40	38	56	63	58	77	31	67	49

Tabla 7.5: Coeficientes de correlación entre generadores FV

	G1M	G2M	G3M	G4S
G2M	0,916			
G3M	0,963	0,930		
G4S	0,751	0,939	0,956	
G5S	0,738	0,932	0,947	0,972

7.1 Caso 1: Irradiancia solar global en la superficie de la tierra como predictor

Tabla 7.6: Coeficientes de correlación entre estaciones meteorológicas

	MS1	MS2	MS3	MS4	MS5	MS6	MS7	MS8	MS9
MS2	0,945								
MS3	0,939	0,980							
MS4	0,930	0,969	0,984						
MS5	0,947	0,989	0,978	0,966					
MS6	0,945	0,982	0,968	0,959	0,986				
MS7	0,893	0,935	0,924	0,912	0,934	0,930			
MS8	0,941	0,993	0,976	0,965	0,989	0,983	0,931		
MS9	0,948	0,991	0,981	0,969	0,993	0,983	0,935	0,988	
MS10	0,933	0,979	0,968	0,958	0,974	0,975	0,918	0,975	0,975

Tabla 7.7: Coeficientes de correlación entre estaciones meteorológicas y generadores FV sin seguidor solar

	G4S	G5S
MS1	0,888	0,897
MS2	0,922	0,932
MS3	0,905	0,919
MS4	0,904	0,916
MS5	0,921	0,930
MS6	0,927	0,935
MS7	0,875	0,884
MS8	0,922	0,931
MS9	0,925	0,934
MS10	0,917	0,928
G4S	1,000	0,972
G5S	0,972	1,000

Tabla 7.8: Coeficientes de correlación entre estaciones meteorológicas y generadores FV con seguidor solar

	G1M	G2M	G3M
MS1	0,874	0,827	0,879
MS2	0,922	0,870	0,930
MS3	0,890	0,845	0,904
MS4	0,883	0,847	0,901
MS5	0,926	0,868	0,928
MS6	0,934	0,893	0,930
MS7	0,865	0,816	0,873
MS8	0,925	0,870	0,927
MS9	0,925	0,870	0,935
MS10	0,916	0,895	0,912
G1M	1,000	0,916	0,963
G2M	0,916	1,000	0,924
G3M	0,963	0,924	1,000

nerador G4S desde las 10 estaciones meteorológicas, siendo posible obtener modelos similares para el resto de generadores FV. El modelo polinomial de grado 1 (modelo lineal) es expresado por

$$P = P_1 \cdot x + P_2 \quad (7.1)$$

donde P es la potencia eléctrica normalizada generada por la planta FV, P_1 y P_2 son los coeficientes polinómicos de la Tabla 7.9 y x la irradiancia solar global en W/m^2 . En vista de los valores de los errores obtenidos de los diferentes modelos de G4S de la Tabla 7.16, para la precisión deseada, se considera que la función polinómica de grado 1 es suficiente.

Como cuarto paso, se realiza la validación del modelo. Tomando el valor del coeficiente de determinación como una medida de la precisión del modelo respecto los datos reales registrados en los datos históricos, los resultados obtenidos pueden ser observados en la Tabla 7.11. Se puede ver que el error es menor en el caso de plantas FV sin seguidor, con valores del coeficiente de determinación que oscilan entre 0,7979 y 0,8694, manteniendo en todo caso valores sobre 0,7900, con la excepción de la estación meteorológica MS10, que presenta los valores menores en ambos casos, con y sin seguidor, motivado por su especial localización, con una altitud muy superior al resto (1.574m). En el caso de las plantas FV con seguidor solar, los valores el coeficiente de determinación oscilan entre 0,6308 y 0,8199.

7.1 Caso 1: Irradiancia solar global en la superficie de la tierra como predictor

Tabla 7.9: Modelos de G4S obtenidos a partir de medidas de la irradiancia solar global. Irradiancia, x , en W/m^2 , y la potencia activa normalizada obtenida, $f(x)$

	P_1	P_2
MS1	0,001251	0,014470
MS2	0,001169	0,005984
MS3	0,001201	0,011340
MS4	0,001123	0,014120
MS5	0,001221	0,006474
MS6	0,001200	0,003037
MS7	0,001285	0,007068
MS8	0,001177	0,007751
MS9	0,001263	0,003278
MS10	0,001064	0,012910

Tabla 7.10: Errores de los diferentes modelos de G4S obtenidos a partir de medidas de la irradiancia solar global (W/m^2) de la estación MS9

Modelos	Error (r^2)	Error (Adj. r^2)
Polinomial grado 1	0,859	0,859
Polinomial grado 2	0,860	0,859
Polinomial grado 3	0,860	0,860

Es remarcable observar que los valores mantienen su proporcionalidad, y los valores máximo y mínimo se obtienen en las mismas estaciones meteorológicas en ambos casos, como puede observarse en la Fig. 7.2.

Como conclusión puede observarse que la irradiancia solar global es un buen predictor para plantas FV sin seguidor solar, y no lo es para plantas FV con seguidor solar, aunque en caso de no disponer de mejores opciones, podría actuar como predictor cometiendo un mayor error.

Como era de esperar, si no existen medidas de generación de potencia activa de las plantas FV, es posible modelarla a partir de su potencia nominal y una medida de irradiancia solar global en la superficie terrestre, en los rangos de distancias indicadas, en la zona estudiada.

Como puede observarse en la Fig. 7.3, los modelos desarrollados proporcionan una predicción de la potencia activa generada por las plantas FV.

Tabla 7.11: Coeficientes de determinación de los modelos obtenidos utilizando las medidas de la irradiancia solar global como predictor

	G1M	G2M	G3M	G4S	G5S
MS1	0,6308	0,6025	0,6931	0,7979	0,8356
MS2	0,7190	0,6251	0,7781	0,8237	0,8422
MS3	0,6574	0,5861	0,7094	0,8204	0,8444
MS4	0,6388	0,5730	0,6838	0,8106	0,8282
MS5	0,7157	0,6066	0,7374	0,8124	0,8399
MS6	0,7308	0,6997	0,7092	0,8269	0,8560
MS7	0,6916	0,6164	0,7799	0,8256	0,8519
MS8	0,7255	0,6017	0,7465	0,8049	0,8284
MS9	0,7549	0,6275	0,8199	0,8592	0,8694
MS10	0,6165	0,7688	0,6014	0,7363	0,7580

Como quinto y último paso, los modelos desarrollados en las secciones previas pueden ser fácilmente aplicados en aplicaciones de planificación de la red de media tensión, flujos de carga y simulaciones, como puede verse con detalle en los ejemplos del capítulo 8.

7.2 Caso 2: Potencia activa de generación fotovoltaica de plantas sin seguidor como predictor

En este caso, como primer paso, se selecciona como predictor para el desarrollo de los modelos, a registros históricos de medidas de la potencia activa

7.2 Caso 2: Potencia activa de plantas FV sin seguidor como predictor

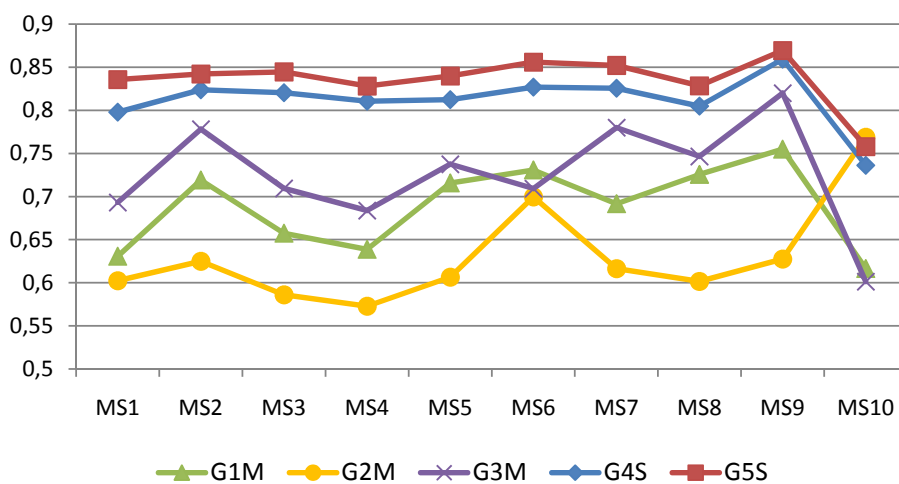


Figura 7.2: Coeficientes de determinación de los modelos obtenidos utilizando las medidas de la irradiancia solar global como predictor

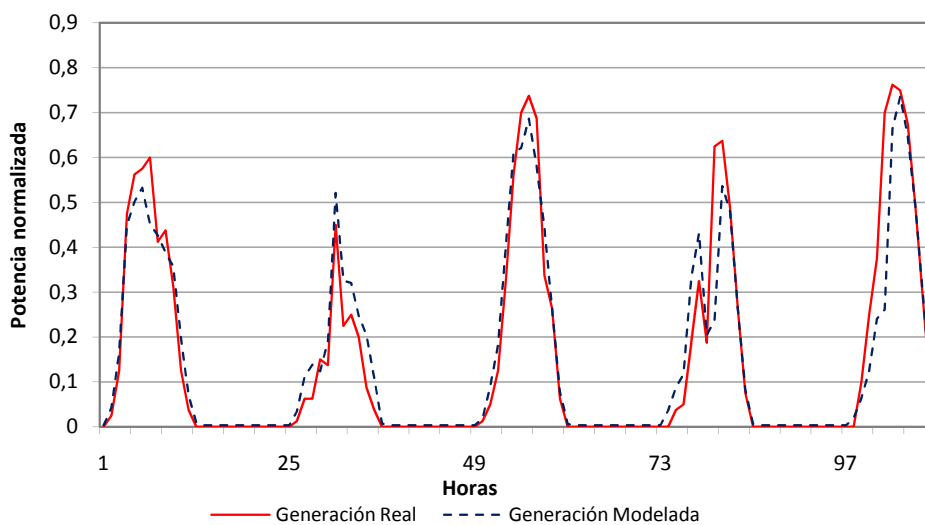


Figura 7.3: Comparación de la generación de G4S modelada y real normalizadas durante 108 horas en el invierno de 2008, utilizando la irradiancia solar global registrada en MS9 como predictor

de generación fotovoltaica de plantas sin seguidor. Así se comprueba la posibilidad de utilizar las medidas de algún generador disponibles en la zona de estudio, para actuar como predictor del resto de generadores FV de la zona.

Como segundo paso, el análisis de correlación de Spearman muestra los coeficientes de correlación entre los generadores estudiados en la Tabla 7.5. Se puede observar que todos los coeficientes presentan valores por encima de 0,916, excepto los de G1M, el cual es un generador FV con seguidor, cuyos valores son menores (0,751 para G4S y 0,738 para G5S) e inferiores al límite de 0,8. Así pues es posible concluir que el análisis de correlación es aceptable, y que es posible desarrollar modelos con el predictor propuesto, menos para G1M, la planta con seguidor solar.

Como tercer paso, se realiza el desarrollo de los modelos. Como ejemplo, se obtienen dos modelos polinomiales diferentes para los generadores G4S y G5S respectivamente, que pueden verse en la Tabla 7.12, donde se muestra que las diferencias entre los parámetros obtenidos para cada modelo son pequeñas.

Tabla 7.12: Modelos obtenidos de medidas de potencia activa de generadores FV sin seguidor

Generadores	P_1	P_2
G4S vs. G5S	0,0033	0,9394
G5S vs. G4S	0,0018	1,0240

Como cuarto paso, se lleva a cabo la validación del modelo. Tomando el valor del coeficiente de determinación como una medida de la precisión del modelo respecto los datos reales registrados en los datos históricos, los resultados obtenidos pueden ser observados en la Tabla 7.13. Se puede ver que el ajuste de los modelos es excelente, con valores del coeficiente de determinación que oscilan entre 0,9620 y 0,9638.

Como puede observarse en la Fig. 7.4, los modelos desarrollados proporcionan una predicción de la potencia activa generada por las plantas FV que reduce significativamente los errores que se cometerían si no se dispusiera de ningún modelo.

Como quinto y último paso, la aplicación del modelo es similar a la explicada en el caso 1.

7.3 Caso 3: Potencia activa de generación fotovoltaica de plantas con seguidor como predictor

Tabla 7.13: Valor del coeficiente de determinación de los modelos desarrollados a partir de medidas de generación de plantas FV sin seguidor

Generadores	Polinómico Grado 1	Polinómico Grado 2
G4S vs. G5S	0,962	0,963
G5S vs. G4S	0,962	0,962

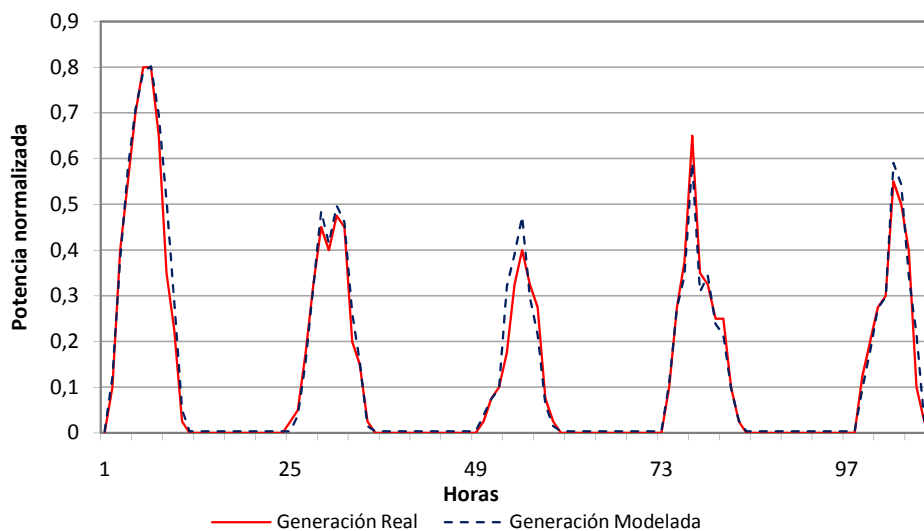


Figura 7.4: Comparación de la generación de G5S modelada y real normalizada durante 108 horas en el invierno de 2008, utilizando la medidas de generación de la planta FV sin seguidor G4S como predictor

7.3 Caso 3: Potencia activa de generación fotovoltaica de plantas con seguidor como predictor

En este caso, como primer paso, se selecciona como predictor para el desarrollo de los modelos, a registros históricos de medidas de la potencia activa de generación fotovoltaica de plantas con seguidor. Así se comprueba la posibilidad de utilizar las medidas de algún generador con seguidor disponibles en la zona de estudio, para actuar como predictor del resto de generadores FV con seguidor de la zona.

Es importante esta distinción entre plantas fotovoltaicas con y sin seguidor, porque se ha podido comprobar que existe una menor correlación entre

las plantas con seguidor modelizadas a partir de la generación de potencia activa de plantas sin seguidor, y viceversa (ver Tabla 7.5), así como que existe también una menor correlación entre la potencia activa generada por las plantas con seguidor, y la irradiancia solar global sobre la superficie terrestre medida en las estaciones meteorológicas (ver tablas 7.7 y 7.8).

Esto es lógico que así sea, pues es conocido que las plantas con seguidor generan alrededor de un 30 % más de energía anual que las plantas sin seguidor, y esto es motivado por la optimización de los ángulos de incidencia solares sobre los paneles fotovoltaicos que se consigue al instalar seguidores solares. Al basar su funcionamiento en la movilidad de los paneles instalados sobre los seguidores, la radiación solar directa sobre los mismos aumenta, diferenciándose por tanto de la recibida por los paneles sin seguidor o los piranómetros de las estaciones meteorológicas, ambos estáticos.

Como segundo paso, el análisis de correlación muestra los coeficientes de correlación entre los generadores estudiados en la Tabla 7.14. Se puede observar que todos los coeficientes presentan valores por encima de 0,916, excepto los de G4S y G5S, cuyos valores son menores (0,751 para G4S y 0,738 para G5S), e inferiores al valor límite de 0,8. Así pues es posible concluir que el análisis de correlación es aceptable, y que es posible desarrollar modelos con el predictor propuesto, excepto para los generadores G4S y G5S.

Como tercer paso, se realiza el desarrollo de los modelos. Como ejemplo, se obtienen dos modelos polinomiales diferentes para los generadores G1M y G3M respectivamente, que pueden verse en la Tabla 7.14, donde se muestra que las diferencias entre los parámetros obtenidos para cada modelo son pequeñas.

Tabla 7.14: Modelos obtenidos de medidas de potencia activa de generadores FV con seguidor

Generadores	P_1	P_2
G1M vs. G3M	0,0188	0,9678
G3M vs. G1M	0,0035	0,8935

Como cuarto paso, se lleva a cabo la validación del modelo. Tomando el valor del coeficiente de determinación como una medida de la precisión del modelo respecto los datos reales registrados en los datos históricos, los resultados obtenidos pueden ser observados en la Tabla 7.15. Se puede ver que el ajuste de los modelos es bueno, con valores del coeficiente de determinación que oscilan entre 0,8646 y 0,8706.

Como puede observarse en la Fig. 7.5, los modelos desarrollados propor-

7.3 Caso 3: Potencia activa de plantas FV con seguidor como predictor

cionan una predicción de la potencia activa generada por las plantas FV que reduce significativamente los errores que se cometerían si no se dispusiera de ningún modelo.

Tabla 7.15: Valor del coeficiente de determinación de los modelos desarrollados a partir de medidas de generación de plantas FV con seguidor

Generadores	Polinómico Grado 1	Polinómico Grado 2
G1M vs. G3M	0,864	0,870
G3M vs. G1M	0,864	0,866

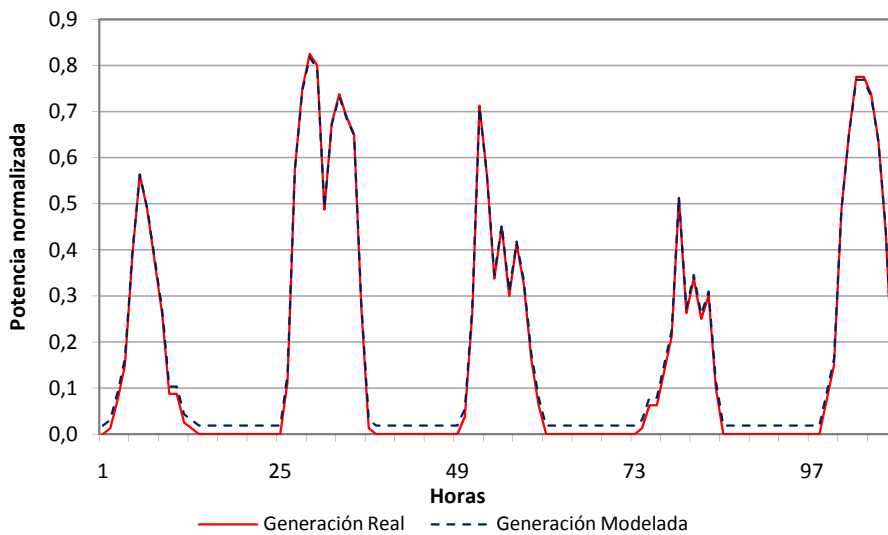


Figura 7.5: Comparación de la generación de G1M modelada y real normalizadas durante 108 horas en el invierno de 2008, utilizando la medidas de generación de la planta FV con seguidor G3M como predictor

Como quinto y último paso, la aplicación del modelo es similar a la explicada en el caso 1.

7.4 Cálculo de errores

En esta sección se procede a realizar una breve comparación de los errores cometidos por dos modelos de los calculados en el caso 1, utilizando la irradiancia solar global como predictor, y se comparan los resultados obtenidos con el modelado según los datos del Atlas Solar de Catalunya.

En concreto se modela al generador fotovoltaico sin seguidor G4S a partir de la irradiancia solar global medida en la estación MS2, situada a 16 km del generador, y de la estación MS9, situada a 50 km del generador.

Los resultados obtenidos pueden ser observados en la Tabla 7.16 y aunque existe diferencia entre los valores obtenidos desde ambas estaciones, estas se mantienen en unos niveles reducidos, y bastante similares entre sí, considerando el aumento de distancia geográfica, comparados con los valores obtenidos según los datos del Atlas Solar de Catalunya.

Tabla 7.16: Resumen de los resultados obtenidos comparando los modelos de G4S a partir de MS2 y MS9, y según modelado con datos del Atlas Solar de Catalunya para G4S

	MS2	MS9
Distancia a G4S(km)	50	16
Correlación	0,922	0,925
Coefficiente de determinación	0,8237	0,8592
Error % RMSE modelo desarrollado	86,20	80,27
Error modelo Atlas	132,30	132,30

7.5 Síntesis

En este capítulo se han desarrollado tres casos de ejemplo reales de aplicación de la metodología desarrollada, basados en datos reales de medidas obtenidas en la superficie terrestre, de la red de distribución en la provincia de Lleida, en España, aplicados al desarrollo de modelos de generación de potencia activa por parte de generadores fotovoltaicos, para su utilización en la planificación de la red de distribución.

Como conclusión adicional al desarrollo de los mismos, se ha podido comprobar que los modelos necesarios para plantas fotovoltaicas con seguidor son diferentes que los necesarios para plantas fotovoltaicas sin seguidor, pues necesitan desarrollarse a partir de predictores diferentes, como se puede ver resumidamente en la Fig. 7.6.

7.5 Síntesis

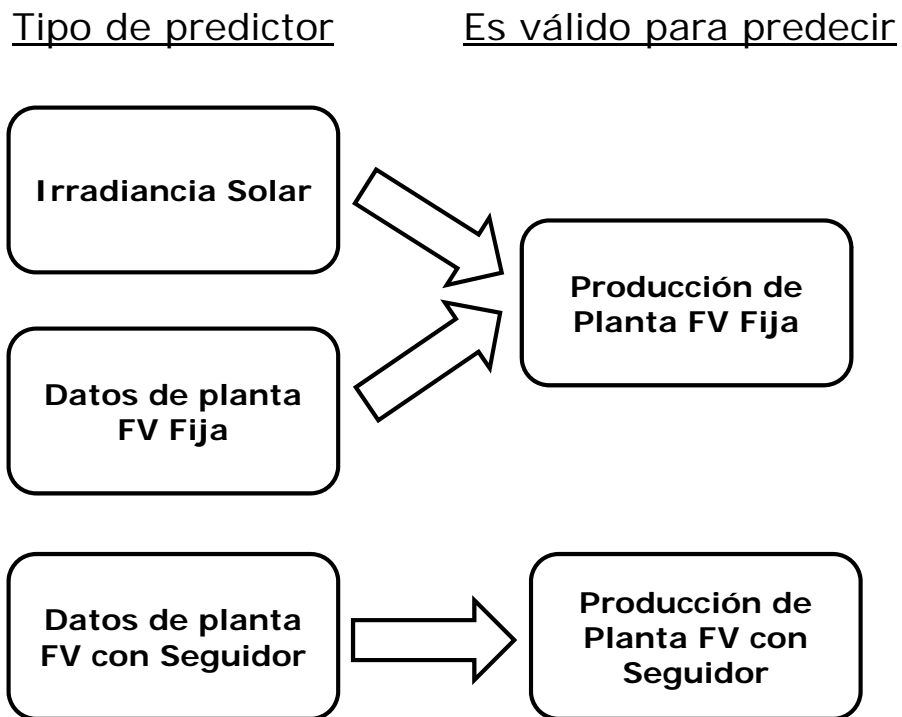


Figura 7.6: Predictores y la utilidad de los modelos que de ellos se derivan

Capítulo 8

Aplicación de los modelos desarrollados al análisis de red

En este capítulo se muestra la aplicación de los modelos desarrollados mediante la metodología propuesta, al análisis de la red de distribución eléctrica en estudios que se realizan en el transcurso de la planificación de la red:

- Aplicación de los modelos incluyendo pérdidas en la demanda. Datos mínimos.
- Aplicación de los modelos separando las pérdidas de la demanda.

8.1 Uso del modelo en planificación con datos mínimos. Modelado incluyendo pérdidas en la demanda

Se describe a continuación una de las aplicaciones de la metodología desarrollada, enfocada a la solución de la Ec.(4.1) mediante un método simplificado, que plantea la ecuación incluyendo pérdidas en la demanda, de la siguiente forma

$$P_{carga} + P_{perdidas} = P_f + P_{GD} \quad (8.1)$$

donde P_f es la potencia medida en cabecera de la línea MT (*feeder*), P_{carga} es la potencia de la carga (demanda), $P_{perdidas}$ son las pérdidas en el sistema eléctrico analizado, y P_{GD} es la potencia generada por la GD.

En este caso la incógnita a localizar son la suma de $P_{carga} + P_{perdidas}$, que dimensiona las necesidades máximas de la red, en el caso de indisponibilidad de los generadores presentes en la misma.

8.1.1 Descripción del caso

Se va aplicar la metodología desarrollada a un ejemplo basado en datos reales del año 2009 de una línea rural de media tensión (25 kV) localizada en la provincia de Lleida, en España, con una longitud total de los tramos de la misma superior a los 30 km, distribuida de forma arborícola, que se puede ver representada de forma esquemática reducida en la Fig. 8.1, y los datos disponibles de los generadores conectados a la misma son los resumidos en la Tabla 8.1. Se cuenta con los registros históricos de medida de la demanda en cabecera de la línea de media tensión, así como la medida de dos de los generadores presentes en la red, GEN4 y GEN5, para todo el año 2009, todos en forma de medidas horarias de potencias activas.

Se puede ver que en dicho año se contaba con una potencia instalada de generación de un total de 3.997 kW, para una potencia contratada que sumaba un total de 13.950 kW. Así mismo, se puede ver en la Fig. 8.2 que la demanda en un día laborable en Julio de 2009 medida en cabecera de la línea sigue un perfil no habitual, con la punta de demanda en las horas nocturnas. Puede apreciarse así mismo, para el mismo día, en la Fig. 8.3 los perfiles de generación de ambas plantas de fotovoltaicas conocidas, representadas en la misma gráfica que la medida de cabecera de la línea. Aplicando la Ec.(8.1), se puede tener una primera aproximación a la demanda real, que puede apreciarse en la Fig. 8.4 que presenta un perfil diferente al medido en cabecera, así como un valor máximo mayor. Si se aplica el mismo método a la primera semana de Julio 2009, puede apreciarse en la Fig. 8.5 y en la Fig. 8.6 que la demanda estimada, aunque solo sea considerando a los dos generadores FV de los que se dispone medida registrada es sensiblemente diferente a la medida en cabecera, de ahí la importancia de disponer de las medidas de todos los generadores FV presentes en la línea, cálculo al que se va a proceder a continuación, aplicando la metodología desarrollada.

8.1.2 Aplicación de la metodología

A continuación se aplica la metodología desarrollada al ejemplo.

Datos del predictor

Para seleccionar el predictor solo se dispone de los datos de dos generadores FV, por lo que necesariamente uno de los dos será el predictor del resto de generadores fotovoltaicos. Se evaluará la capacidad de GEN4 para actuar como predictor.

8.1 Uso del modelo en planificación con datos mínimos

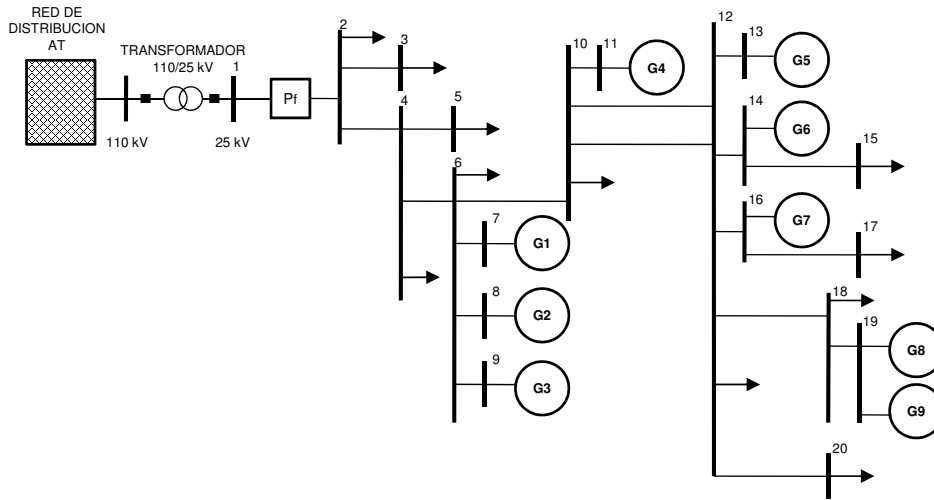


Figura 8.1: Esquema simplificado de la línea de media tensión rural de ejemplo

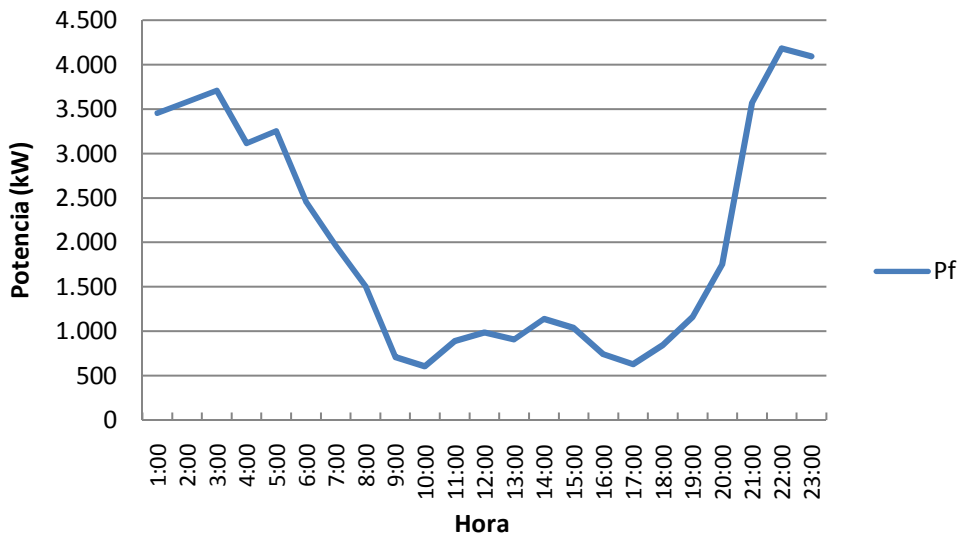


Figura 8.2: Curva de medida de la demanda en cabecera de la línea de media tensión de ejemplo de un día laborable de Julio 2009

Tabla 8.1: Descripción de los generadores fotovoltaicos

Nombre	Potencia (kW)	Nudo	Medida disponible
GEN1	88	7	no
GEN2	44	8	no
GEN3	2000	9	no
GEN4	100	11	si
GEN5	1496	13	si
GEN6	96	14	no
GEN7	88	16	no
GEN8	35	19	no
GEN9	50	19	no

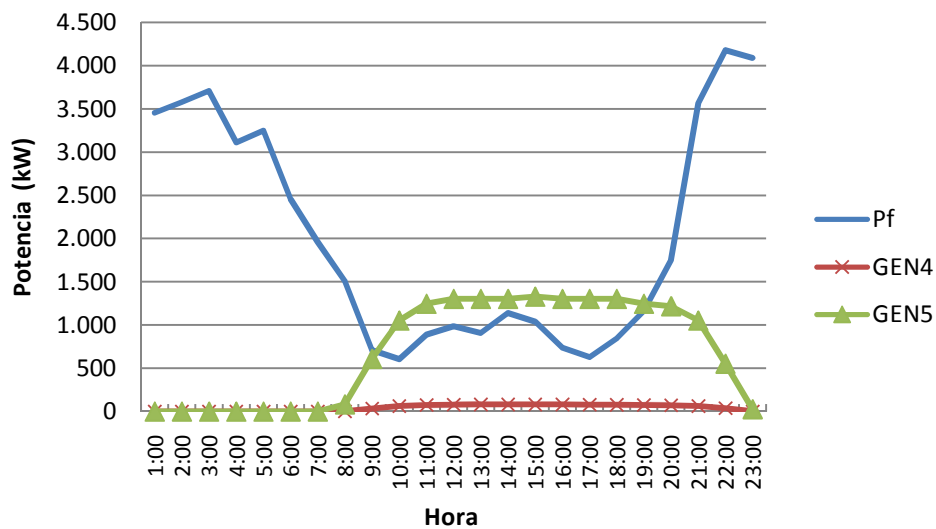


Figura 8.3: Curva de medida de la demanda en cabecera y generación FV

Análisis de correlación

Para analizar la validez del generador fotovoltaico GEN4 para actuar como predictor de otro generador fotovoltaico de su misma línea de MT, GEN5, partiendo de una muestra de datos históricos registrados de ambos de su generación horaria de potencia activa (kW) en un año. Se puede apreciar en la Fig. 8.7 la distribución de los datos.

En primer lugar, es necesario calcular los Rank correspondientes de los datos, ordenándolos mediante una herramienta estadística.

8.1 Uso del modelo en planificación con datos mínimos

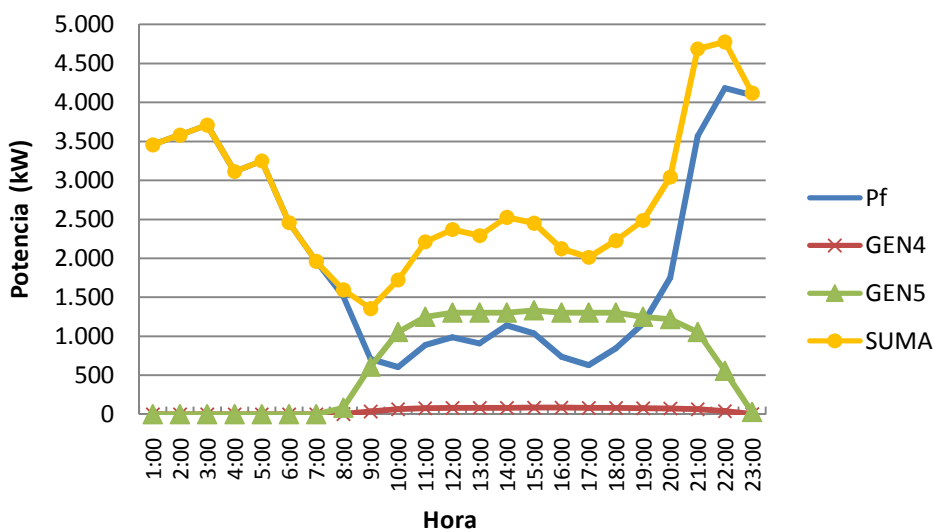


Figura 8.4: Curva de medida de la demanda en cabecera, generación FV y su suma

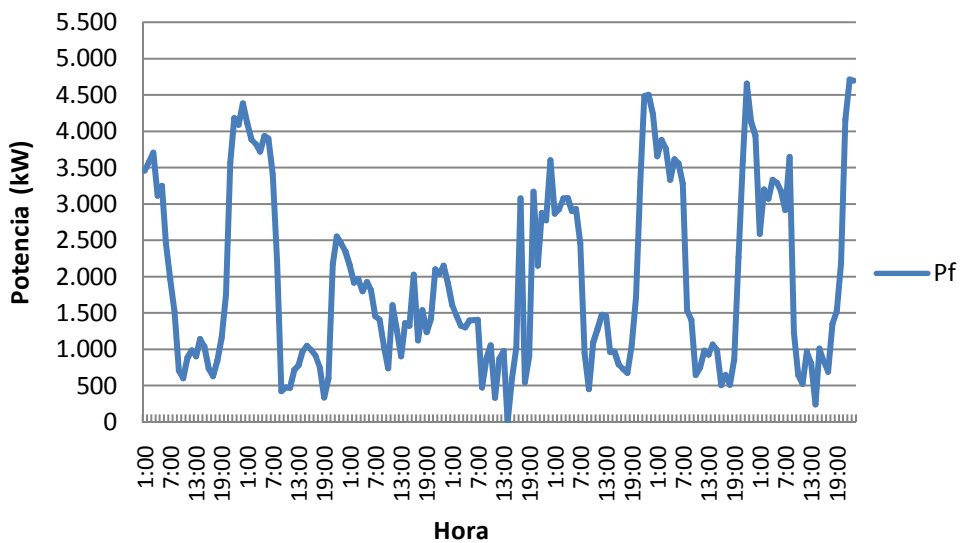


Figura 8.5: Curva de medida de la demanda en cabecera para la primera semana de Julio 2009

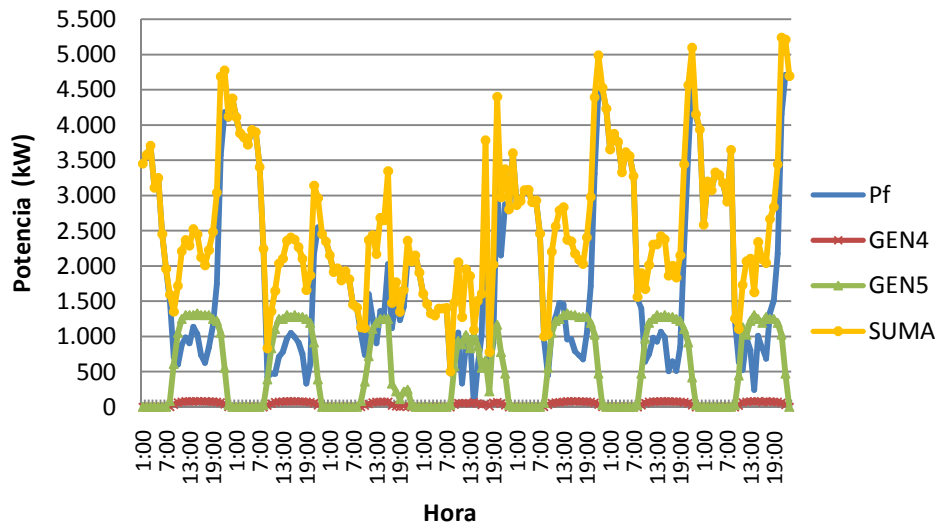


Figura 8.6: Curva de medida de la demanda en cabecera, generación FV y su suma, para la primera semana de Julio 2009

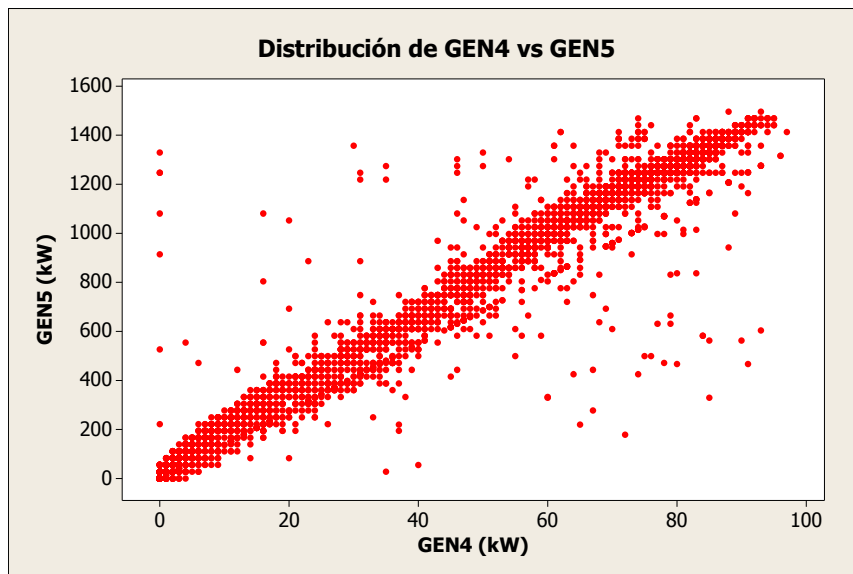


Figura 8.7: Distribución de GEN4 vs GEN5 (kW)

A continuación se procede a calcular la correlación de Spearman entre am-

8.1 Uso del modelo en planificación con datos mínimos

bas variables, obteniendo los valores del coeficiente de correlación de Spearman ρ , que viene dado por la Ec. 6.3, y si se obtienen valores superiores a 0,8 estipulado, se considera que el predictor es válido. En este caso, así es, como puede observarse según el valor obtenido en la Tabla 8.2:

Tabla 8.2: Coeficiente de correlación de Spearman ρ entre los generadores fotovoltaicos GEN4 y GEN5

	GEN4
GEN5	0,985

Desarrollo del modelo

Una vez el diagnóstico de correlación es favorable, hay que desarrollar el modelo matemático, para lo cual es necesario definir la expresión matemática adecuada que permita su aplicación en los cálculos.

El modelo se desarrolla a partir de los datos originales del predictor escogido y de la magnitud predecida.

En este caso se calcula el modelo según una función polinómica de grado 1. Según el modelo tendremos por tanto la expresión de la potencia activa instantánea de la planta GEN5 en función de la potencia activa instantánea de la planta GEN4, que se expresará como:

$$GEN5 = P_1 + (P_2 \cdot GEN4) \quad (8.2)$$

En este caso concreto, mediante una herramienta informática de ajuste de funciones se obtuvieron los parámetros de valoración del ajuste del modelo siguientes:

El parámetro P_1 es igual a 9,066 para un intervalo de confianza del 95 %.

El parámetro P_2 es igual a 15,85 para un intervalo de confianza del 95 %.

Por lo que la ecuación anterior la podemos escribir como:

$$GEN5 = 9,066 + (15,85 \cdot GEN4) \quad (8.3)$$

Se puede apreciar en la Fig. 8.8 el modelo desarrollado superpuesto a la distribución de los datos.

Validación del modelo

Para la validación del modelo se ha de proceder de forma análoga a la utilizada en el apartado de análisis de correlación: es necesario fijar unos valores

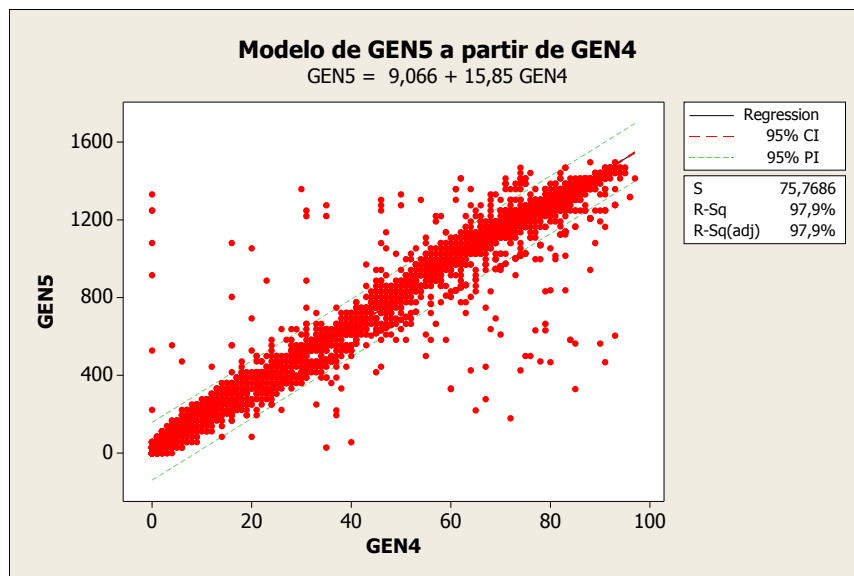


Figura 8.8: Modelo de GEN4 vs GEN5

límite de los parámetros de estimación del error utilizados, dentro de los cuales se considera que el modelo está validado, y comprobar para cada modelo si esto se cumple.

En este caso, la herramienta informática utilizada para el desarrollo del modelo (Minitab) no calcula el valor del error de la Ec.(6.9), el % RMSE. Una aproximación del error nos lo dan otros parámetros que sí calcula la herramienta, como son $R-Sq = 97,9\%$ y $R-Sq(adj) = 97,9\%$, siendo $R-Sq$ otra notación para el ya definido coeficiente de determinación r^2 y $R-Sq(adj)$ el coeficiente de determinación ajustado. Si se desea, se puede aplicar la Ec.(6.9) para el período que se elija, por ejemplo en este caso se obtiene como resultado para todo el año:

- % RMSE: 19,77

Lo cual se considera como un error adecuado y por tanto se valida el modelo. En el Apéndice C se aporta un mayor detalle del modelo desarrollado.

Cálculo de modelo normalizado

Con lo calculado hasta el momento, se ha obtenido y validado un modelo para el cálculo de la potencia activa de generación de GEN5 a partir de

8.1 Uso del modelo en planificación con datos mínimos

los valores de generación de GEN4, que se puede aplicar tanto en medidas posteriores como anteriores al período registrado del año 2009 utilizado para el cálculo del modelo.

En este caso de ejemplo, como solamente se dispone de la medida de dos generadores FV, y se pretende poder calcular la generación del resto de generadores FV, se tendrá que utilizar el modelo desarrollado para la predicción de la potencia activa instantánea de todos los generadores. Para ello, es preciso calcular el modelo normalizado, es decir, el modelo calculado a partir de las potencias normalizadas en base a sus potencias nominales de generación.

Ello se puede hacer convirtiendo los valores históricos de potencia activa horaria a valores en el rango de 0 a 1, dividiendo los valores históricos por la potencia nominal de cada una de las plantas FV.

Actuando de esta forma, mediante una herramienta informática de ajuste de funciones (Minitab) se obtuvieron los parámetros de valoración del ajuste del modelo siguientes:

El parámetro P_1 es igual a 0,006060 para un intervalo de confianza del 95 %.

El parámetro P_2 es igual a 1,060 para un intervalo de confianza del 95 %.

Por lo que la ecuación la Ec.(8.2) la podemos escribir como:

$$NORMGEN5 = 0,006060 + (1,060 \cdot NORMGEN4) \quad (8.4)$$

Se puede apreciar en la Fig. 8.9 el modelo desarrollado superpuesto a la distribución de los datos. En el Apéndice C se aporta un mayor detalle del modelo desarrollado.

Y por tanto aplicaremos dicho modelo al resto de generadores GENX, siendo

$$NORMGENX = 0,006060 + (1,060 \cdot NORMGEN4) \quad (8.5)$$

Aplicación del modelo

Una vez se dispone del modelo normalizado, es posible calcular las curvas de generación normalizadas, y con ellas, a partir de las potencias nominales de cada generador, calcular las curvas de generación modelada de cada generador.

Se puede apreciar en la Fig. 8.10 la representación gráfica de la demanda en cabecera, la generación FV modelada y su suma, para un día laborable de Julio 2009.

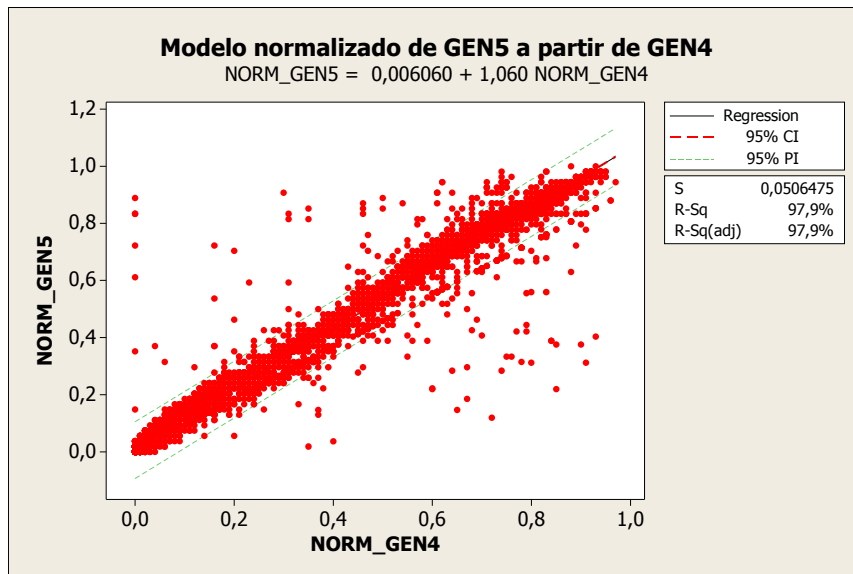


Figura 8.9: Modelo normalizado de GEN4 vs GEN5

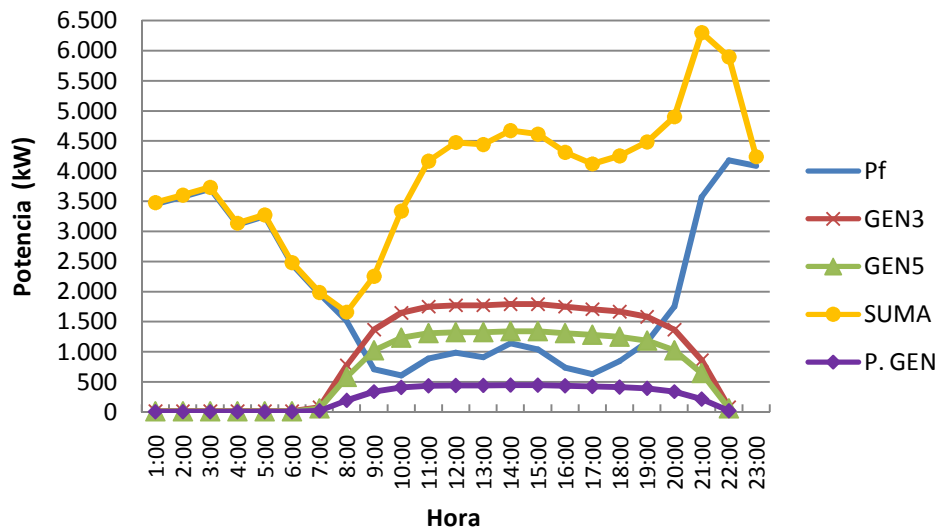


Figura 8.10: Curva de medida de la demanda en cabecera, la generación FV modelada y su suma, para un día laborable de Julio 2009

8.2 Uso del modelo en planificación con todos los datos. Modelado separando las pérdidas de la demanda

Según la medida anual en cabecera, que puede observarse en la Fig. 8.11, la demanda máxima anual del circuito de ejemplo es de 5.526 kW.

En cambio, si se calcula la curva de demanda para todo el año, como puede observarse en la Fig. 8.12, puede hallarse el máximo de demanda anual de la línea de media tensión en base a los modelos desarrollados, que es de 8.294 kW, lo cual supone una diferencia con la medida registrada de 2.768 kW.

En las Fig. 8.13 y Fig. 8.14 pueden observarse las monótonas anuales resultantes.

8.1.3 Síntesis

Se ha podido comprobar que de una manera sencilla es posible solucionar la Ec.(6.9) mediante los modelos desarrollados, los cuales, como se ha podido comprobar en las correlaciones y modelos realizados en el capítulo 7, son válidos tanto para un circuito de media tensión, como para varios, o para toda la red de distribución alimentada por una misma subestación AT/MT. Esto es especialmente importante, puesto que con un solo modelo se puede tener una aproximación mejorada respecto a los modelos disponibles, para los centenares de generadores distribuidos fotovoltaicos que pueden estar conectados en la red de distribución de una misma subestación, tanto en media como en baja tensión, sin importar su potencia nominal.

8.2 Uso del modelo en planificación con todos los datos. Modelado separando las pérdidas de la demanda

A continuación se describen una serie de aplicaciones, cálculos y comprobaciones que es posible realizar con una mayor disponibilidad de datos de la red a analizar. Algunos de ellos es posible realizarlos igualmente con el método simplificado, pero se ha preferido englobarlos en el presente apartado, en primer lugar por aportar simplicidad al apartado anterior, y en segundo lugar porque al disponer de datos es posible realizarlos con menor error, y realizar comparaciones con el método simplificado.

8.2.1 Descripción del caso

Se va aplicar la metodología desarrollada a un ejemplo basado en datos reales del año 2009 de una línea rural de media tensión localizada en la provincia de Lleida, en España, que se puede ver representada de forma esquemática

reducida en la Fig. 8.1, y los datos disponibles de los generadores conectados a la misma en esta ocasión son los resumidos en la Tabla 8.3. Se cuenta con los registros históricos de medida de la demanda en cabecera de la línea de media tensión, así como la medida de todos los generadores presentes en la red para todo el año 2009, todos en forma de medidas horarias de potencias activas.

Por tanto, ahora es posible realizar la representación real de la curva calculada en el apartado anterior, mediante la suma de las medidas reales tanto en cabecera, como de los generadores FV, como se puede observar por ejemplo para un día laborable en Julio de 2009 en la Fig. 8.15, o para toda la curva anual en la Fig. 8.16, donde se obtiene un máximo anual de 8.520 kW de demanda más pérdidas (respecto los 8.294 kW calculados con el modelo simplificado del apartado anterior).

Tabla 8.3: Descripción de los generadores fotovoltaicos

Nombre	Potencia (kW)	Nudo	Medida disponible
GEN1	88	7	si
GEN2	44	8	si
GEN3	2000	9	si
GEN4	100	11	si
GEN5	1496	13	si
GEN6	96	14	si
GEN7	88	16	si
GEN8	35	19	si
GEN9	50	19	si

8.2.2 Análisis de los datos

En este apartado se realizan diversos análisis de los datos disponibles en el ejemplo, con la finalidad de obtener un serie de conclusiones y resultados, que pueden servir de ejemplo para otros casos reales.

Valores normalizados

Una comprobación que se puede realizar es calcular y graficar los valores normalizados de los generadores fotovoltaicos, que como se ha indicado anteriormente, se obtienen de dividir los valores históricos de generación entre la potencia nominal de la planta concreta, obteniendo así valores que oscilan

8.2 Uso del modelo en planificación con todos los datos

entre cero y uno, y por tanto se pueden comparar valores de las diferentes plantas FV entre sí, independientemente de la potencia nominal de la planta concreta. Como se puede ver en la Fig. 8.17, hay claramente dos tipos de curvas, que pueden indicar la presencia de generadores con y sin seguidor solar. Las curvas de la mayoría de generadores son más anchas, iniciando su generación a una hora del día más temprana, lo que podría ser una indicación de que sean plantas con seguidor solar. En cambio las plantas GEN6, GEN8 y GEN9 presentan curvas de generación más estrechas, que comienzan a generar más tarde y finalizan antes, lo que podría ser propio de plantas sin seguidor solar, pues el ángulo de incidencia del sol sobre las mismas está menos tiempo en los valores óptimos. Es importante comprobar esto en diferentes días de la muestra histórica disponible, con la finalidad de eliminar posibles errores en los datos, antes de extraer conclusiones.

Análisis de correlación

Dado que se dispone de una amplia base de datos histórica, se puede proceder a realizar un análisis de correlación cruzado entre los diversos generadores del ejemplo. En la Tabla 8.4 se detallan los valores obtenidos en la correlación de Spearman (Rank Correlation) entre los generadores del ejemplo, que aportan también información de interés.

En primer lugar se puede observar que los coeficientes de correlación son muy altos, como era de esperar en los generadores conectados en una misma línea de media tensión, y por tanto un ámbito geográfico más reducido que el analizado en los ejemplos del capítulo 7.

Por otro lado, atendiendo a los valores de los coeficientes de correlación, se pueden distinguir tres agrupaciones de valores:

- Grupos con valores entre 0,985 y 0,973: son los generadores FV de 1 al 5 inclusivos, entre ellos, y los generadores 6, 8 y 9 entre ellos también. Forman dos agrupaciones altamente correlacionadas, que pueden indicar, como se ha visto en el apartado anterior, que muestran dos tecnologías de seguimiento solar diferenciadas (con y sin seguidor solar).
- Grupo con valores entre 0,968 y 0,955: son las correlaciones cruzadas entre los miembros de los dos grupos anteriores, que aunque muy altas, presentan valores inferiores a los que tienen internamente entre sí los miembros de los grupos indicados.

- Grupo con valores entre 0,945 y 0,921: Corresponden al GEN7. Analizando en detalle sus datos históricos, se detecta que presenta algunos días en el primer trimestre y especialmente en el segundo trimestre en que la potencia activa de generación no ha sido registrada (valor cero). Aunque lo habitual sería depurar estos errores mediante la eliminación de dichos días en la base de datos a analizar, se mantendrán en el análisis a fin y efecto de poder observar el impacto de dichos errores en los análisis. Se puede apreciar que sus correlaciones con el resto de generadores se juntan en dos grupos, por un lado valores de 0,945 a 0,941 con los generadores 1 a 5, los que se supone que tienen seguidor, y por el otro valores de 0,927 a 0,921 con los generadores 6, 8 y 9, los que se supone que no tienen seguidor, por lo que parece probable que el generador GEN7 también tenga seguidor.

Mediante el presente análisis se ha comprobado que existen altas correlaciones entre los generadores del ejemplo, todas ellas muy por encima del valor de 0,8 estipulado como mínimo para su aceptación, y que se pueden agrupar en tres grupos diferenciados. Si fuera necesario seleccionar un predictor para todos ellos, parece ser que el mejor candidato, en vista de los coeficientes, sería el GEN4. Así mismo, se ha podido deducir que los generadores se distribuyen probablemente en dos grupos, los que tienen seguidor sola y los que no, resumidos en la Tabla 8.5.

Tabla 8.4: Coeficientes de correlación de Spearman entre generadores fotovoltaicos

	GEN1	GEN2	GEN3	GEN4	GEN5	GEN6	GEN7	GEN8
GEN2	0.984							
GEN3	0.983	0.984						
GEN4	0.976	0.982	0.978					
GEN5	0.978	0.983	0.982	0.985				
GEN6	0.959	0.965	0.959	0.964	0.968			
GEN7	0.945	0.943	0.942	0.939	0.941	0.926		
GEN8	0.957	0.962	0.955	0.956	0.958	0.977	0.921	
GEN9	0.959	0.964	0.958	0.962	0.962	0.973	0.927	0.980

Desarrollo de modelos

En base a los datos disponibles, se podría actuar de diversas formas a la hora de desarrollar los modelos:

8.2 Uso del modelo en planificación con todos los datos

Tabla 8.5: Asignación de seguidor solar o no a los diferentes generadores FV, en función de los coeficientes de correlación de Spearman obtenidos entre ellos

Generador	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Seguidor	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si	No	No

- Por un lado, se podría optar por el método simplificado, visto en el ejemplo anterior, que mediante la obtención de un modelo único, se predice la generación de todo el ejemplo.
- Otra opción sería la selección de un predictor único para el área, y a partir de él, desarrollar tantos modelos como sea posible a partir de los datos históricos disponibles, y predecir con él a todos los generadores.
- Una tercera opción consistiría en seleccionar un predictor para cada agrupación tecnológica de generadores, una vez se han podido discriminar los generadores en las agrupaciones de los que probablemente tengan seguidor solar y los que no.

En este ejemplo se opta por la segunda opción, por ser el siguiente paso en complejidad a la primera, ya desarrollada en el ejemplo anterior (método simplificado), y ser de interés el análisis de sus resultados experimentales, y porque la tercera opción, de un predictor y modelo diferente para cada agrupación tecnológica, ya se ha podido ver en el capítulo 7.

Por tanto se procede a calcular los diferentes modelos de los generadores del ejemplo, en base a una función polinómica de grado 1, utilizando como predictor al generador GEN4 para todos ellos. Según los modelos tendremos por tanto la expresión de la potencia activa instantánea de las plantas fotovoltaicas GENX en función de la potencia activa instantánea de la planta GEN4, que se expresará como:

$$GENX = P_1 + (P_2 \cdot GEN4) \tag{8.6}$$

En esta ocasión no será necesario el desarrollo de modelos normalizados, pues se contará con un modelo para cada uno de los generadores. En la Tabla 8.6 se detallan los valores obtenidos de los diferentes parámetros de los diferentes modelos calculados mediante una herramienta informática (Minitab).

En los modelos obtenidos se pueden observar de nuevo dos grupos, por un lado los que tienen el parámetro P_1 positivo (GEN1, GEN2, GEN3, GEN4, GEN5, GEN7) y los que lo tienen negativo (GEN6, GEN8, GEN9), que

Tabla 8.6: Modelos de los generadores fotovoltaicos obtenidos a partir de utilizar a GEN4 como predictor

Generador	P_1	P_2
GEN1	0,6347	0,9492
GEN2	0,3003	0,4870
GEN3	7,9870	22,520
GEN5	9,0660	15,850
GEN6	-0,3272	0,4694
GEN7	0,7096	0,9161
GEN8	-0,2431	0,2793
GEN9	-0,3827	0,4049

son de nuevo los mismos integrantes de las agrupaciones que pueden tener seguidor solar o no.

Se puede apreciar en la Fig. 8.18 la distribución de los datos y la representación gráfica del modelo entre dos integrantes del grupo de generadores que podrían tener seguidor, GEN3 modelado a partir de GEN4, y por otro lado en la Fig. 8.19 la distribución de los datos del mismo predictor GEN4 con un generador del otro grupo, GEN6, que podrían no tener seguidor solar. Se observan claras diferencias en la distribución de los datos, así como en los valores de R-Sq obtenidos en ambos casos, del 97,9 % y del 85,4 %, respectivamente. En el Apéndice C se aporta un mayor detalle de los modelos desarrollados.

Validación de los modelos

Para la validación de los modelos se ha de proceder de forma análoga a la utilizada en el apartado de análisis de correlación: es necesario fijar unos valores límite de los parámetros de estimación del error utilizados, dentro de los cuales se considera que el modelo está validado, y comprobar para cada modelo si esto se cumple.

En este caso, la herramienta informática utilizada para el desarrollo del modelo (Minitab) no calcula el valor del error de la Ec.(6.9), el % RMSE. Por ello se procede a calcularlo mediante una hoja de cálculo aplicando la Ec.(6.9) para dos períodos, el error total anual cometido, y los errores trimestrales, que se consideran de interés para un posterior estudio de estacionalidad.

En la Tabla 8.7 se detallan los valores obtenidos de error de los modelos anuales con GEN4 como predictor considerando el período anual en %RMSE, y en la Tabla 8.8 se detallan los valores obtenidos de error de los modelos

8.2 Uso del modelo en planificación con todos los datos

anuales con GEN4 como predictor para cada período trimestral en %RMSE, que pueden verse representados gráficamente en la Fig. 8.20. Puede observarse que de nuevo se agrupan en dos ámbitos, los generadores que probablemente tengan seguidor solar y los que no, con los valores del GEN7 para el segundo trimestre disparados, como era de esperar al comparar los valores modelados con los registrados donde existen algunos días sin datos, dejados expresamente a tal fin.

Es importante remarcar que aunque los generadores sin seguidor cometen un error en % RMSE superior, en todo caso los valores de error obtenidos son muy inferiores a los valores que proporcionan los modelos existentes con los que se ha comparado la metodología desarrollada en el capítulo 6, esto puede verse, por ejemplo, en los valores de error anual y trimestrales respecto al modelado según los datos del *Atlas Solar de Catalunya* del GEN6, incluidos en las tablas mencionadas anteriormente, y representado gráficamente en la Fig. 8.21.

Tabla 8.7: Error calculado para el período anual en %RMSE de los modelos anuales con GEN4 como predictor, y con datos del Atlas Solar de Catalunya para GEN6

Generador	%RMSE
GEN1	25,62
GEN2	20,47
GEN3	21,26
GEN5	19,77
GEN6	58,86
GEN7	45,93
GEN8	61,42
GEN9	59,16
GEN6-ATLAS	133,57

Como se ha comentado anteriormente, una opción de mejora de la predicción de los generadores FV del ejemplo sería el desarrollo de un modelo específico para cada tipo de generadores, con seguidor o sin seguidor, es necesario valorar para cada caso la mejora que aporta frente al esfuerzo de cálculo adicional que conlleva. En este caso concreto existen tres generadores FV sin seguidor, que suman un total de 181 kW de potencia instalada frente a un total de 3.816 kW de potencia FV con seguidor, sumando 3.997 kW de potencia FV en total, es decir, un 4,53 % de la potencia generadora, que no es que no esté siendo modelada, si no que está siendo modelada de una

Tabla 8.8: Error calculado para cada período trimestral en %RMSE de los modelos anuales con GEN4 como predictor, y con datos del Atlas Solar de Catalunya para GEN6

Trimestre	Primero	Segundo	Tercero	Cuarto
GEN1	24,01	28,74	18,32	29,62
GEN2	17,98	19,79	18,09	26,68
GEN3	19,68	21,21	17,49	28,18
GEN5	28,70	17,22	13,89	26,81
GEN6	55,07	54,48	55,41	70,15
GEN7	34,84	70,35	18,91	31,40
GEN8	63,16	58,24	56,12	65,79
GEN9	59,97	56,70	53,71	61,93
GEN6-ATLAS	144,95	124,66	115,89	161,14

manera que presenta un error mayor, pero en todo caso inferior al cometido con los modelos existentes analizados en el capítulo 6. En la Fig. 8.22 se observan los resultados obtenidos para otro día de Julio de 2009, en el gráfico se representan tanto las medidas como los resultados de los modelos anuales obtenidos en el anterior apartado, con GEN4 como predictor.

Y finalmente, se puede ver representada gráficamente en la Fig. 8.23 la curva de la diferencia entre las medidas reales y los modelos de la demanda en cabecera y de la generación FV para todo el año 2009, siendo por tanto la representación gráfica del error cometido por la utilización de los modelos en la predicción de todo el año.

Valoración de la influencia de la estacionalidad en los modelos

Al disponer de datos anuales de los generadores fotovoltaicos, una de las comprobaciones que se considera que pueden aportar valor es la evaluación de la influencia de la estacionalidad en la generación de los modelos. Hasta el momento en el presente ejemplo se ha trabajado con modelos basados en cálculos sobre los datos de todo el año, es decir, el mismo modelo para predecir todo el año (modelos anuales), y se pretende en este apartado calcular modelos diferentes para cada trimestre del año, basados en los datos de cada trimestre, a fin y efecto de evaluar si esto supone una mejora en la predicción, esto es, una reducción del error cometido.

Para ello se calculan los modelos trimestrales de los dos generadores con seguidor GEN1 y GEN5, que han presentado los valores mayor y menor de error anual, dentro del grupo de los que pueden tener seguidor, en el apartado

8.2 Uso del modelo en planificación con todos los datos

anterior, a partir del predictor GEN4, dichos modelos pueden observarse en la Tabla 8.9. También puede observarse en la Tabla 8.10 los resultados de los cálculos de errores para cada período trimestral en % RMSE de los modelos trimestrales respecto a los modelos anuales, pudiéndose observar también gráficamente en la Fig. 8.24, y de todo ello se puede concluir que no es estadísticamente significativa la diferencia entre calcular un modelo para cada trimestre o bien un único modelo para todo el año.

Tabla 8.9: Modelos trimestrales de los generadores fotovoltaicos obtenidos a partir de utilizar a GEN4 como predictor

Generador-Período	P_1	P_2
GEN1-TRIMESTRE1	0,5302	0,9607
GEN1-TRIMESTRE2	0,6437	0,9367
GEN1-TRIMESTRE3	0,7555	0,9461
GEN1-TRIMESTRE4	0,5884	0,9718
GEN5-TRIMESTRE1	7,8390	15,620
GEN5-TRIMESTRE2	13,350	15,900
GEN5-TRIMESTRE3	7,5180	15,790
GEN5-TRIMESTRE4	7,7570	16,160

Tabla 8.10: Error calculado para cada período trimestral en %RMSE, de los modelos anuales y trimestrales con GEN4 como predictor

Generador-Modelo	Primero	Segundo	Tercero	Cuarto
GEN1-TRIMESTRAL	23,92	28,68	18,32	29,28
GEN1-ANUAL	24,01	28,74	18,32	29,62
GEN5-TRIMESTRAL	28,53	17,18	13,87	26,57
GEN5-ANUAL	28,70	17,22	13,89	26,81

8.2.3 Aplicación de los modelos al flujo de cargas

Una de las aplicaciones de los modelos es su utilización en los flujos de cargas de resolución de casos concretos, aportando una estimación de una variable hasta el momento desconocida, como es la potencia activa instantánea para una hora determinada de los generadores fotovoltaicos presentes en la zona de estudio, y por tanto reduciendo el error cometido en el desarrollo de los mismos.

Cálculo de las pérdidas

La cuestión que en este apartado se plantea es que hasta el momento no se ha resuelto completamente la Ec.(4.1), pues se ha aplicado la Ec.(8.1), que engloba en una misma medida pérdidas y demanda. Si se aplican a un algoritmo de resolución del flujo de cargas de la red de ejemplo los modelos desarrollados, como por ejemplo siguiendo el método Newton-Raphson a través de una aplicación específica desarrollada en Matlab, dando los valores hora a hora de generación modelada de potencia activa, es posible realizar la resolución del sistema completo y por tanto, en base a las tensiones en los nudos y las corrientes en los tramos, calcular las pérdidas del sistema.

En la Fig. 8.25 se observan los resultados obtenidos en el cálculo de las pérdidas para 24 horas de un día de Julio de 2009 para la línea de media tensión del caso de ejemplo del presente capítulo. Se pueden observar las pérdidas en los transformadores de distribución MT/BT y en la suma de los tramos de la línea, así como la suma de ambas. Se puede ver que mientras que las pérdidas en los transformadores se mantiene en una zona poco variable, las pérdidas en la línea sí que varían de forma importante, especialmente a partir de las 22h, y con un descenso puntual en las horas 9,10 y 11. Una explicación a este fenómeno se puede deducir de la Fig. 8.27, donde para el mismo día de Julio se puede observar que en las horas 9, 10 y 11 se produce el inicio de la generación fotovoltaica, y a partir de las 22h esta cesa su producción, mientras que la demanda, aunque desciende, mantiene unos niveles superiores al inicio del día. Las pérdidas máximas se dan a las horas 23, 24 y 1, mientras que la demanda máxima se produce a las horas 21, 22, 14 y 15.

En la Fig. 8.26 se pueden ver los resultados de la suma de pérdidas, comparados con la intensidad simulada en el primer tramo de la línea, en cabecera. Se puede observar que presentan curvas de forma similar, especialmente al principio y al final del día, mientras que en el centro del día las pérdidas aumentan respecto a la intensidad en cabecera.

De todo ello se puede deducir que, aunque en las horas centrales del día es cuando se deberían registrar las mayores pérdidas totales, pues es cuando se alcanzan los mayores niveles de demanda, esto no es así, dado que la integración de generación distribuida fotovoltaica en la red disminuye en gran medida las pérdidas por circulación de corriente en la red, al reducir fuertemente la demanda en cabecera de la línea, y las mayores pérdidas se dan en las horas en las que la generación fotovoltaica está desconectada.

Por tanto, es muy importante en el cálculo de las pérdidas asociadas a una red de distribución, el poder disponer de modelos que permitan el cálculo

8.2 *Uso del modelo en planificación con todos los datos*

de las potencias instantáneas de generación, dado que ello modifica en gran medida el perfil de pérdidas que presenta la red.

Variaciones de tensión

Otra de las aplicaciones de poder disponer de un modelo de la generación FV es poder realizar un cálculo de las oscilaciones de tensión en los nudos de la red, para una hora determinada en un día determinado, respecto a otro momento o circunstancia. En la Fig. 8.28 se observan los resultados obtenidos para un día de Julio de 2009, mediante la aplicación de los modelos desarrollados en un flujo de cargas de modelado de la red de ejemplo del presente capítulo 8.

8.2.4 Síntesis

En este apartado se han podido desarrollar aportaciones tanto en las diversas opciones posibles de aplicación de la metodología, como en el análisis de las diversas casuísticas que los datos reales pueden presentar en la resolución de los casos, y en la evaluación numérica de los errores que los modelos presentan, en función de las opciones que se escojan.

Así mismo, se ha evaluado la posible estacionalidad de los modelos, y por tanto, la aportación que conllevaría el desarrollo de modelos para cada trimestre del año en base a los datos de cada trimestre, frente la utilización de un único modelo para todo el año, concluyendo que la diferencia no es estadísticamente significativa, y que por tanto un único modelo anual es suficiente.

También se han presentado ejemplos de aplicación de los modelos a la resolución de un caso mediante flujo de cargas, lo que abre un gran abanico de posibilidades de aplicación de la metodología de cálculo de modelos desarrollada.

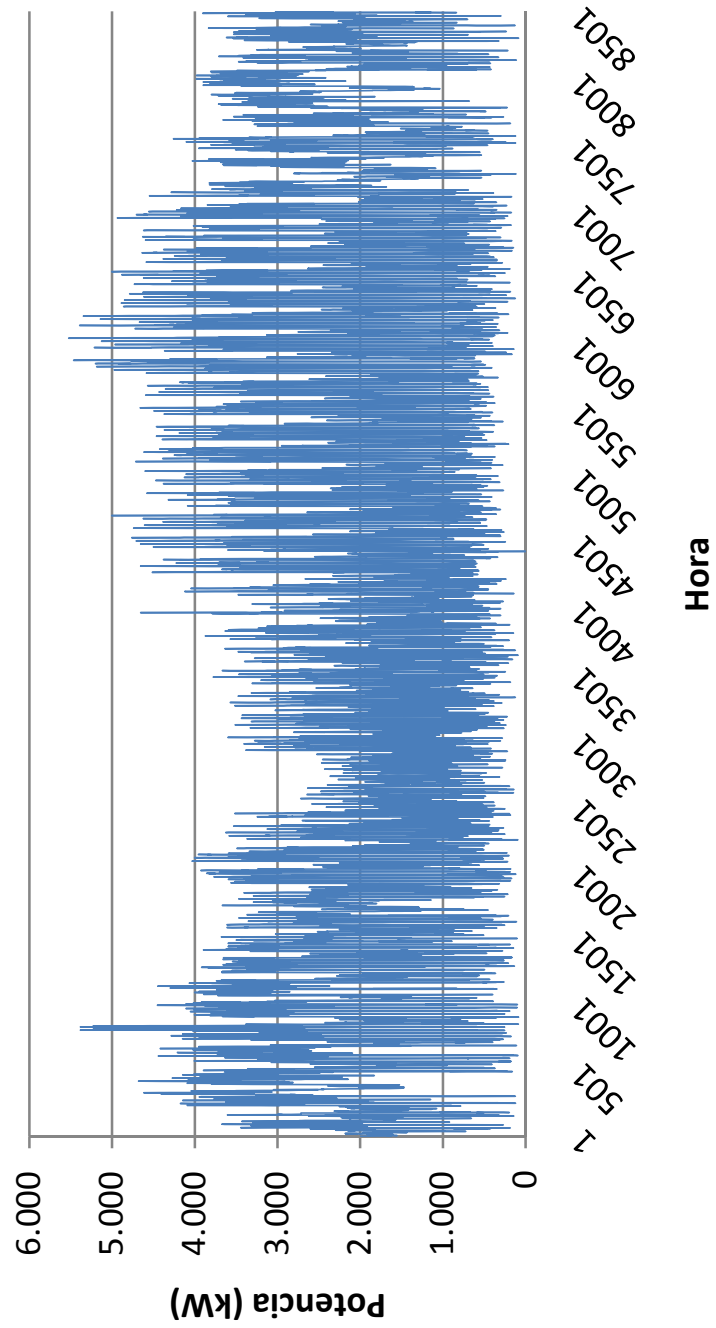


Figura 8.11: Demanda anual en cabecera medida

8.2 Uso del modelo en planificación con todos los datos

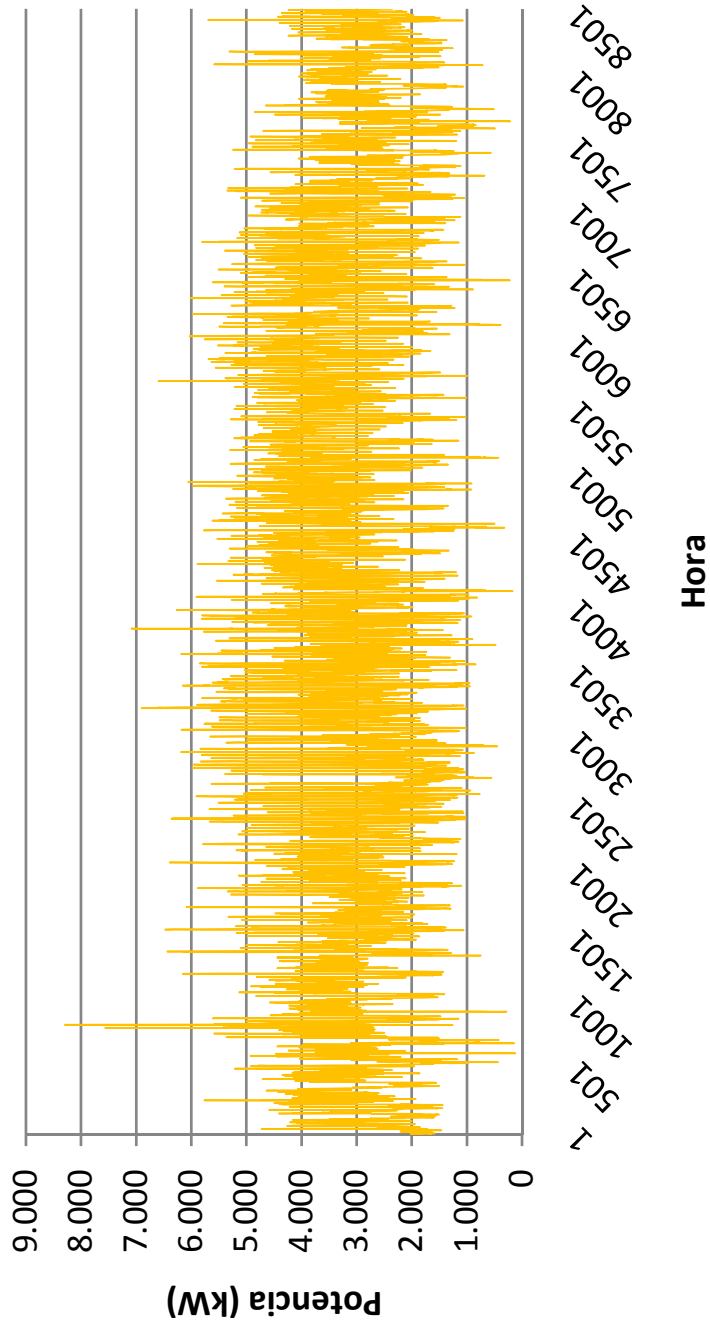


Figura 8.12: Demanda anual en cabecera modelada

Capítulo 8 Aplicación al análisis de red

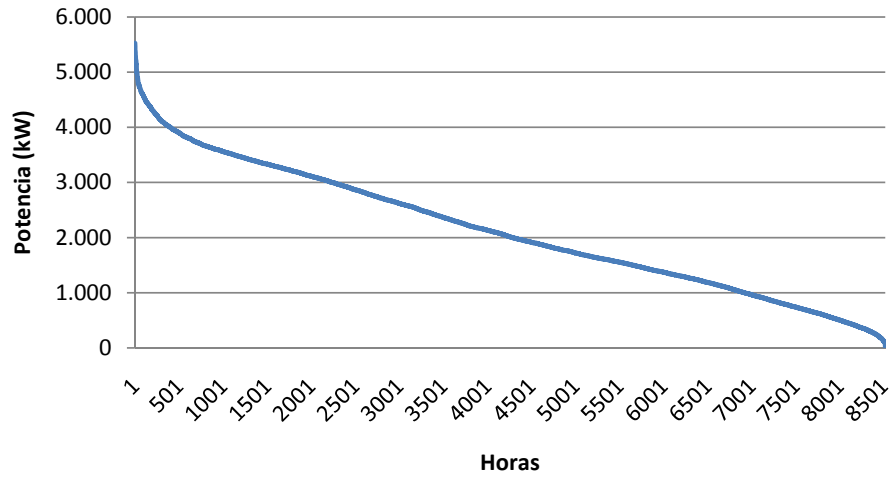


Figura 8.13: Monótona anual de la demanda en cabecera medida

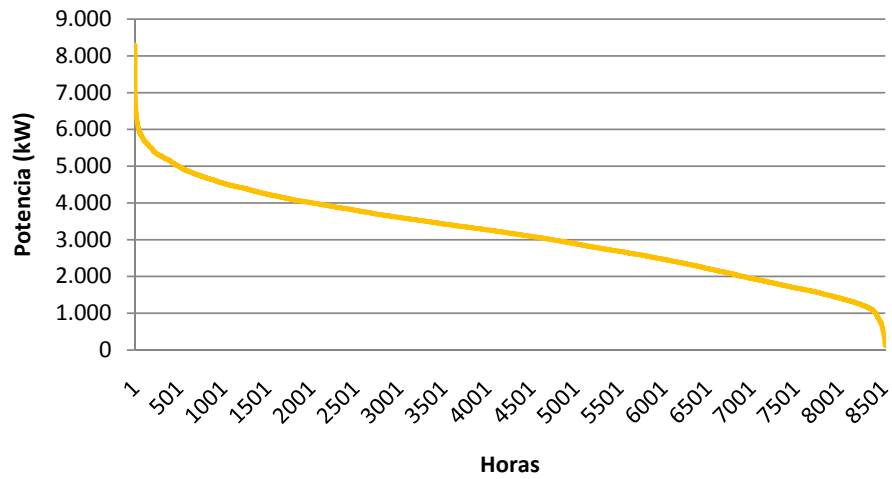


Figura 8.14: Monótona anual de la demanda en cabecera modelada

8.2 Uso del modelo en planificación con todos los datos

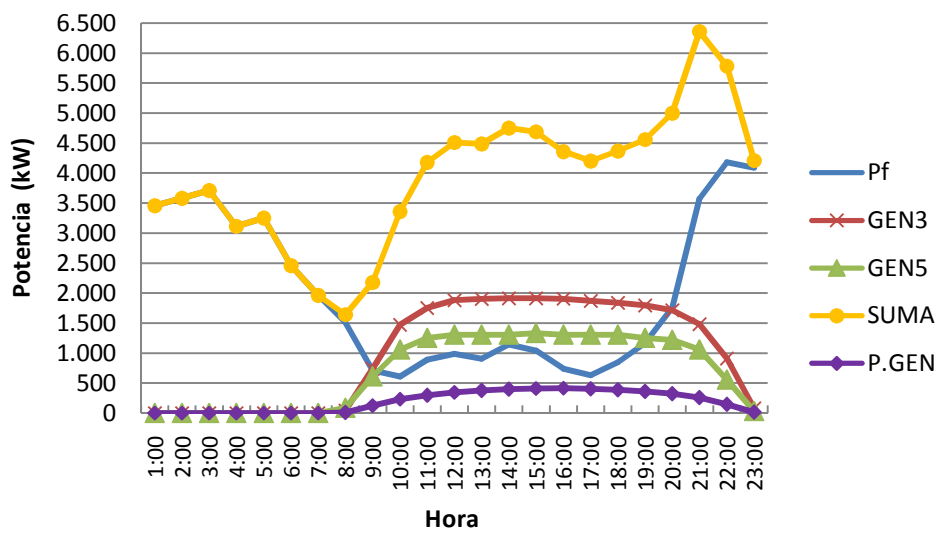


Figura 8.15: Curva de medidas reales de la demanda en cabecera, de la generación FV, y su suma, para un día laborable de Julio 2009

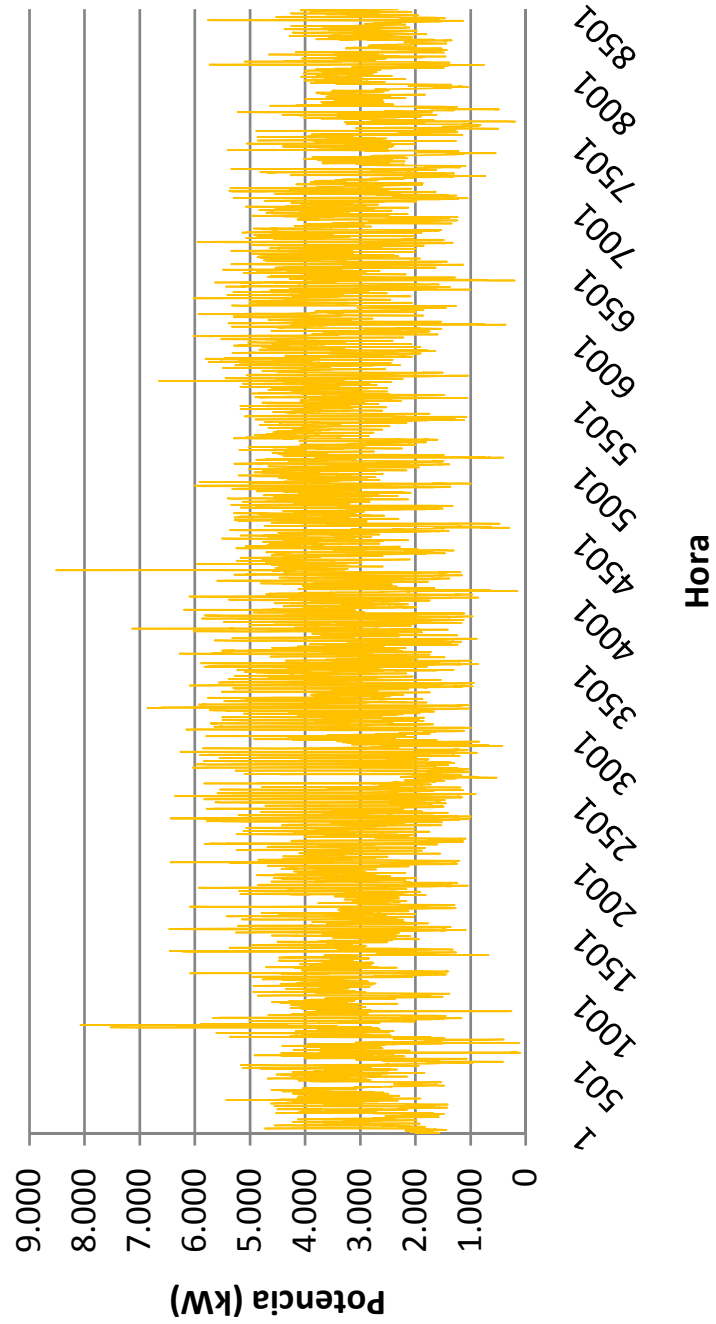


Figura 8.16: Curva de la suma de las medidas reales de la demanda en cabecera y de la generación FV para el año 2009

8.2 Uso del modelo en planificación con todos los datos

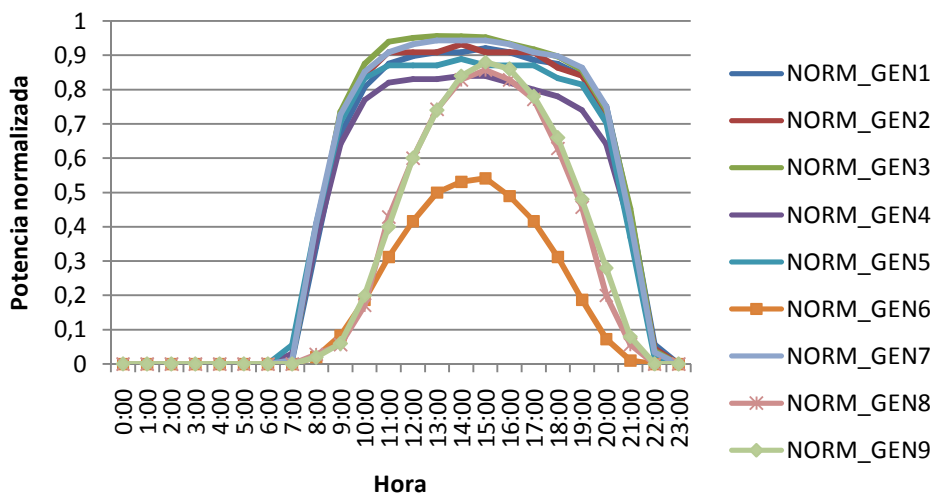


Figura 8.17: Curvas de potencia activa normalizada horaria de generación FV para un día de Julio de 2009

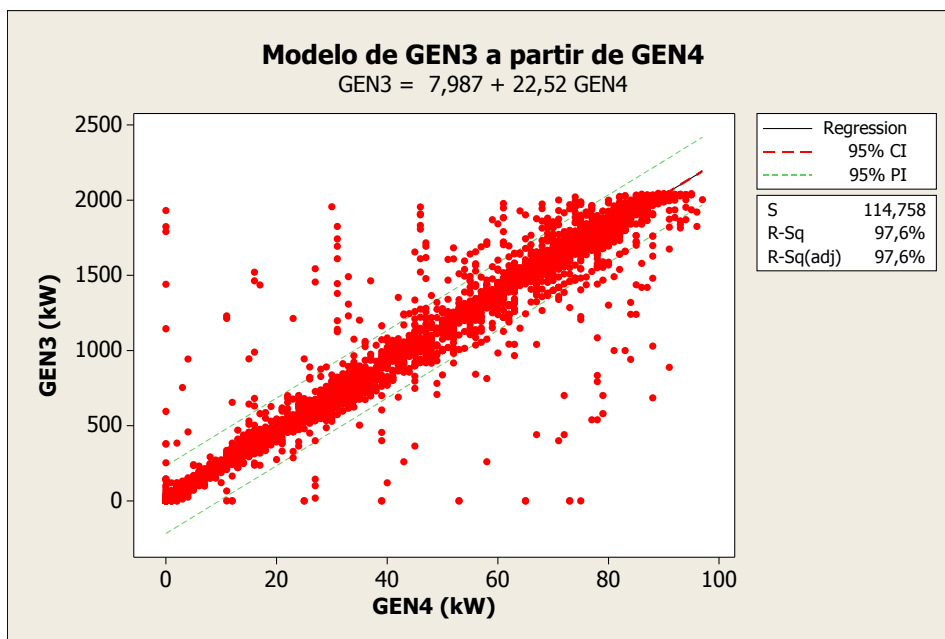


Figura 8.18: Modelo de GEN4 vs GEN3

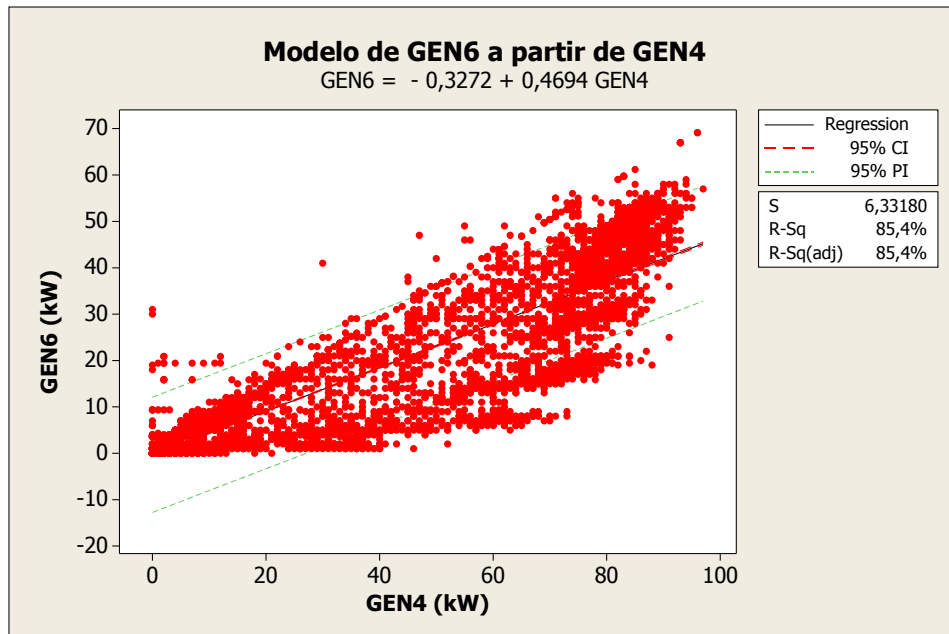


Figura 8.19: Modelo de GEN4 vs GEN6

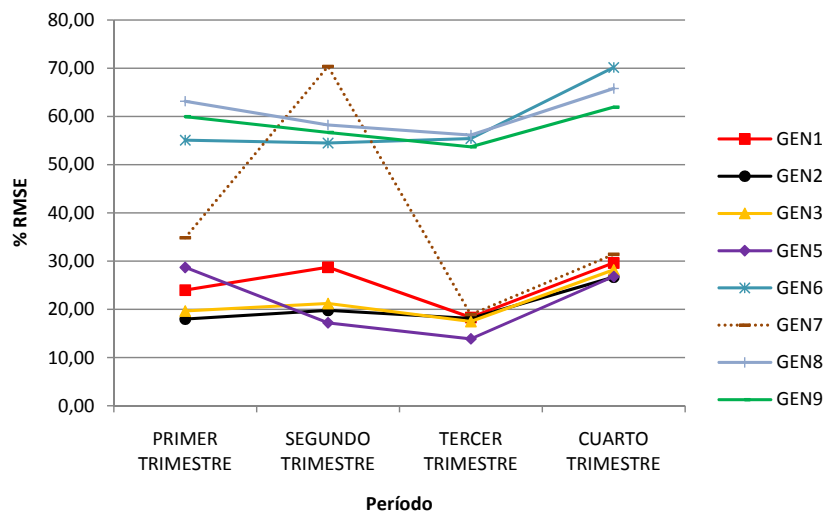


Figura 8.20: Error de los modelos anuales con GEN4 como predictor para cada período trimestral en %RMSE

8.2 Uso del modelo en planificación con todos los datos

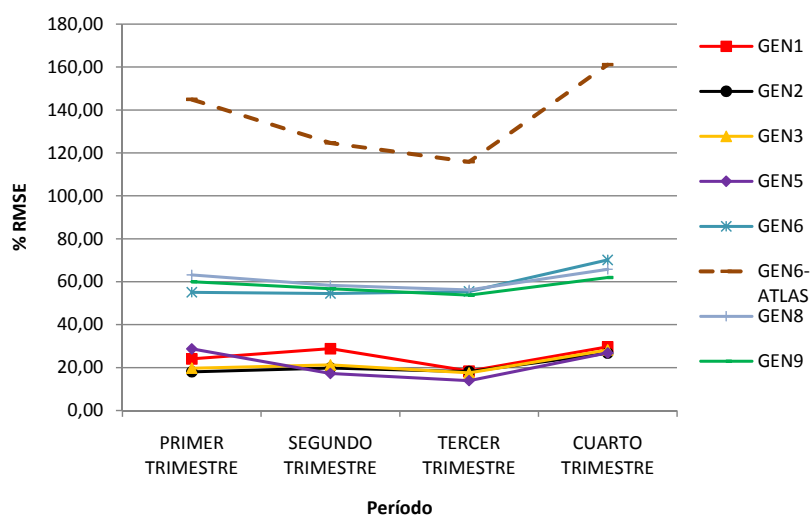


Figura 8.21: Error de los modelos anuales con GEN4 como predictor para cada período trimestral en %RMSE, comparado con el error según modelado con datos del Atlas Solar de Catalunya para GEN6

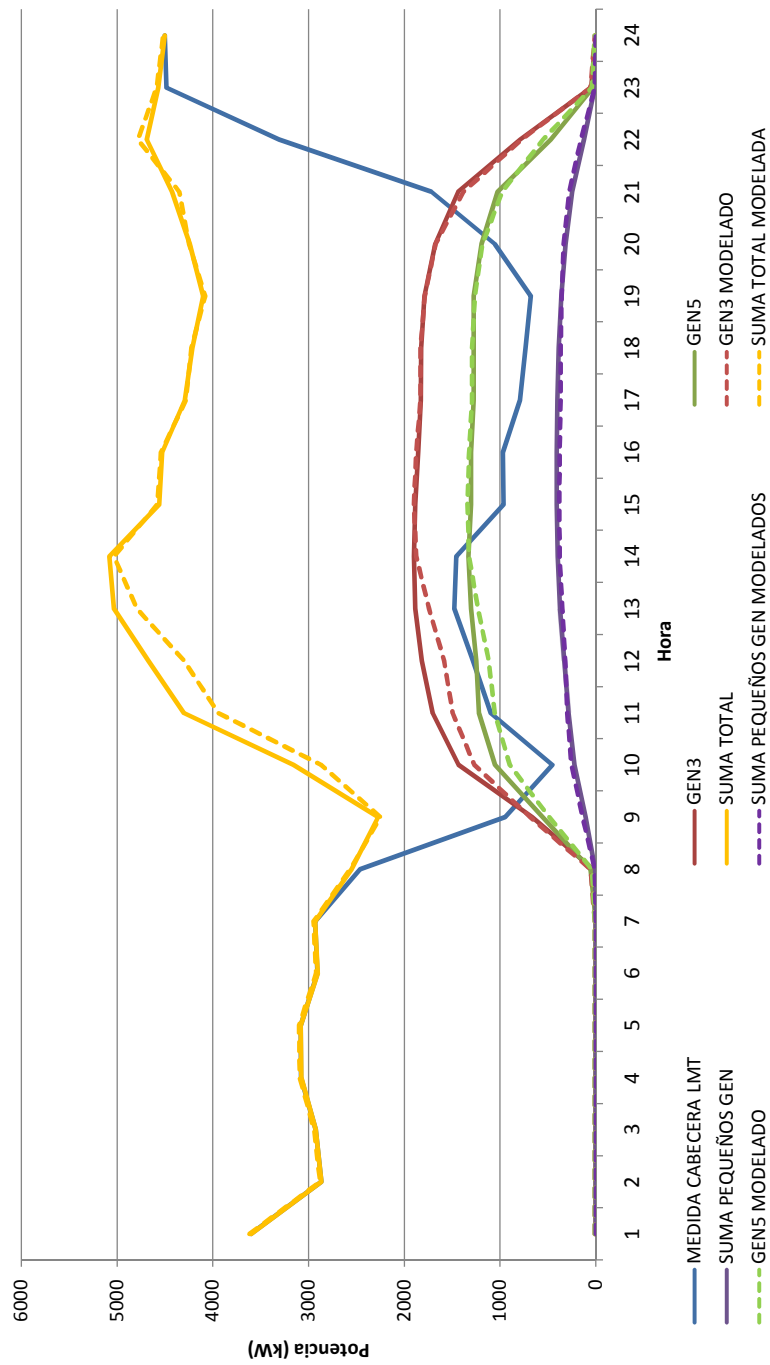


Figura 8.22: Gráfico de representación de las medidas y los modelos para un día de Julio de 2009

8.2 Uso del modelo en planificación con todos los datos

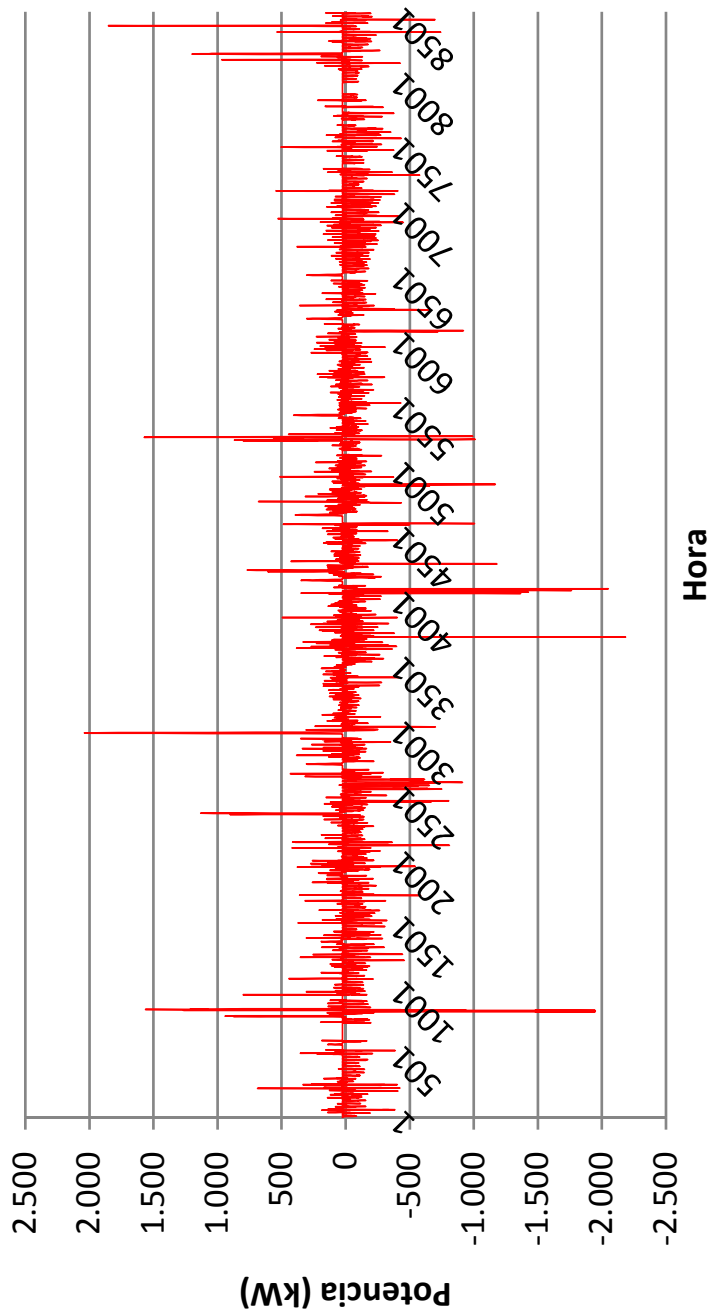


Figura 8.23: Curva de la diferencia entre las medidas reales y los modelos de la demanda en cabecera y de la generación FV para el año 2009

Capítulo 8 Aplicación al análisis de red

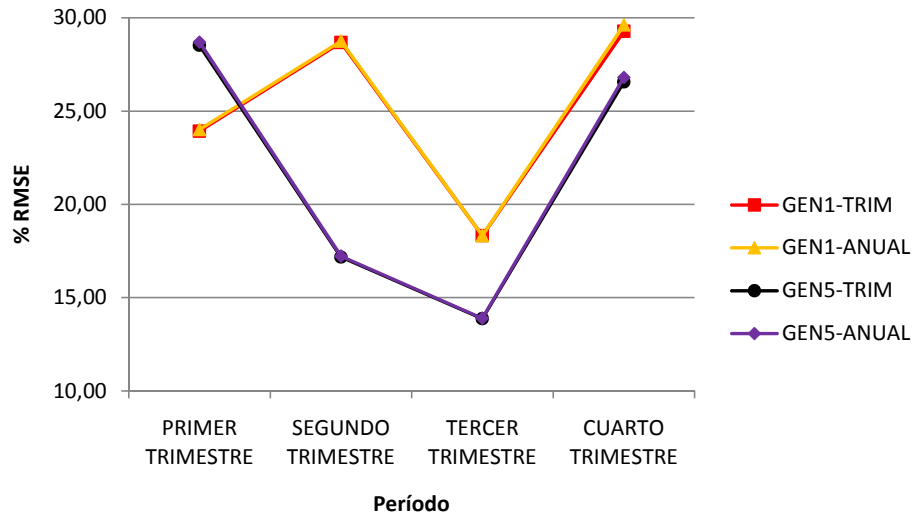


Figura 8.24: Gráfico de error calculado para cada período trimestral en %RMSE, de los modelos anuales y trimestrales con GEN4 como predictor

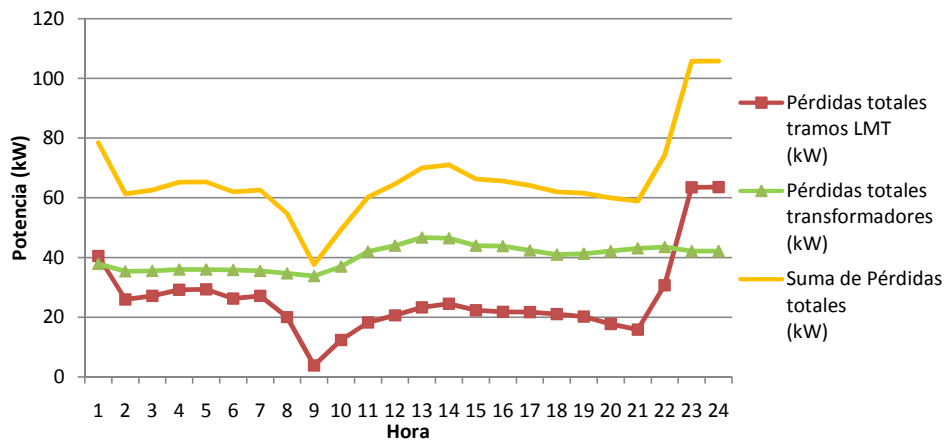


Figura 8.25: Pérdidas en la línea, en los transformadores y suma de ambas, de la línea MT de ejemplo, para 24h de un día de Julio de 2009

8.2 Uso del modelo en planificación con todos los datos

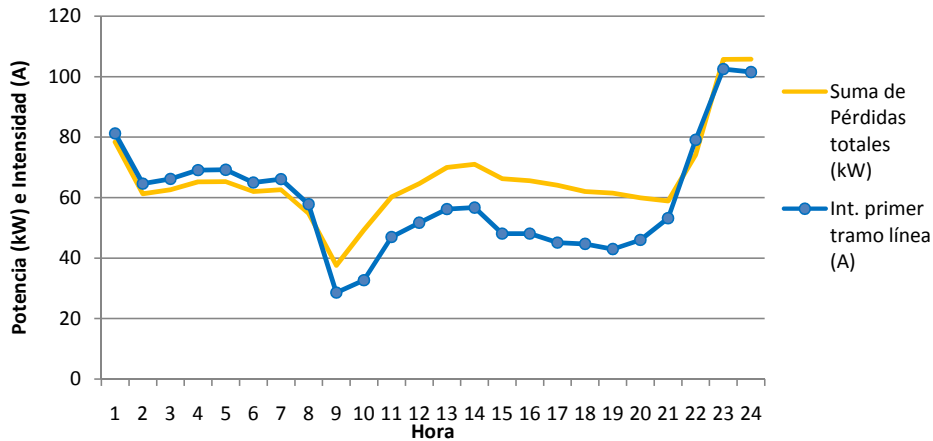


Figura 8.26: Pérdidas totales e intensidad en el primer tramo (cabecera) de la línea MT de ejemplo, para 24h de un día de Julio de 2009

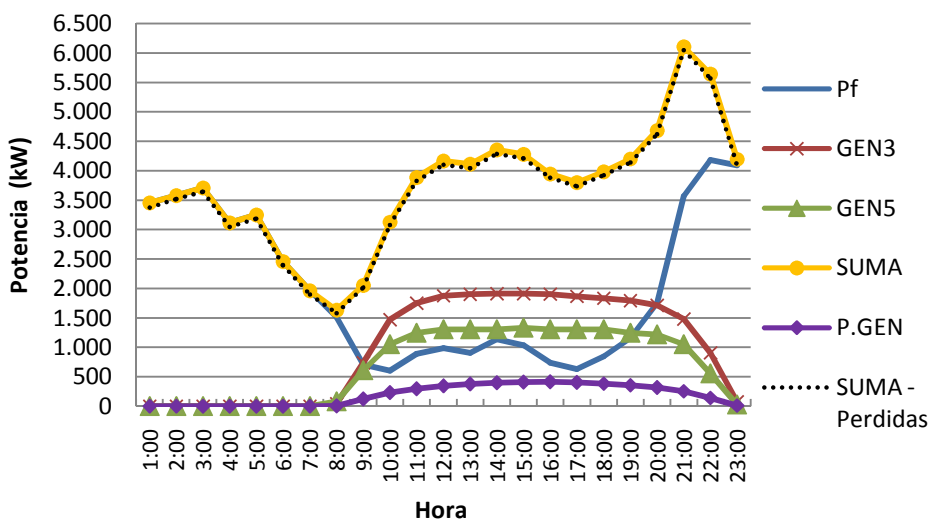


Figura 8.27: Curva de medidas para 24h de un día de Julio de 2009, con las pérdidas calculadas mediante la simulación

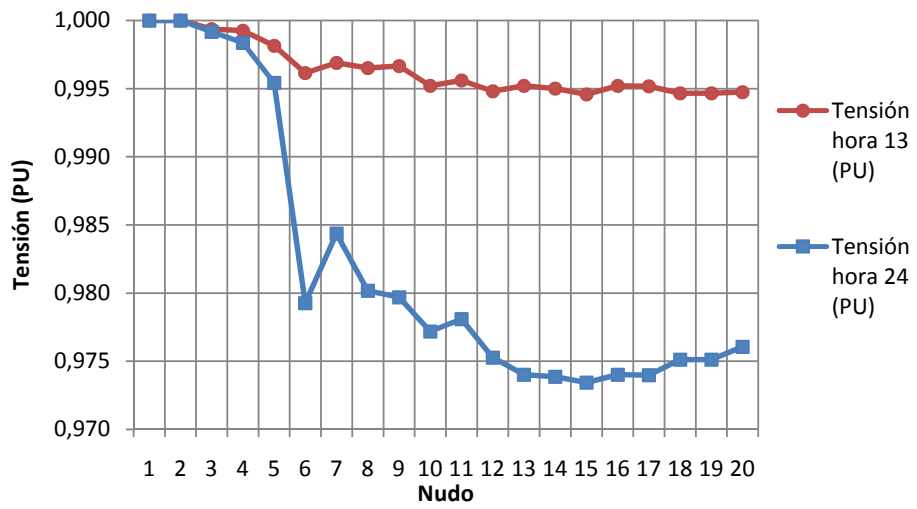


Figura 8.28: Perfil de tensiones para un día de Julio de 2009, para la hora 13 y 24, en PU respecto a la tensión nominal de 25 kV

Parte IV

Conclusiones

Capítulo 9

Conclusiones

9.1 Conclusiones de la tesis

El objetivo principal de la presente tesis es conseguir reducir el error cometido en los estudios y análisis de planificación de la red al desconocer las medidas de potencia activa instantánea de generación fotovoltaica conectada a la red de distribución.

Se puede concluir que el objetivo ha sido plenamente satisfecho, pues durante este trabajo podemos concluir que las aportaciones son:

- Se demuestra que se pueden utilizar tres predictores diferentes basados en medidas ubicadas en la superficie terrestre, y que por tanto incorporan la variabilidad de los fenómenos atmosféricos, para el modelado de generadores fotovoltaicos.
- Se ha concluido que la irradiancia solar es una buena predictora para la potencia activa instantánea de la generación solar fotovoltaica sin seguidor solar, que la potencia activa instantánea de los generadores solares fotovoltaicos sin seguidor solar es un buen predictor para generadores fotovoltaicos sin seguidor solar, y que la potencia activa instantánea de los generadores solares fotovoltaicos con seguidor solar es un buen predictor para los generadores fotovoltaicos con seguidor solar.
- Se ha desarrollado una metodología de desarrollo de modelos de la potencia activa de generación solar fotovoltaica con y sin seguidor solar basada en datos históricos, que presenta un error aceptable inferior al de los modelos existentes analizados, y que disminuye ampliamente el error cometido en los estudios y análisis de planificación de la red.
- Se ha comprobado que los modelos desarrollados satisfacen las necesidades para su aplicación a la planificación de la red, como su validez

Capítulo 9 Conclusiones

en el ámbito geográfico medio de la red de distribución conectada a una subestación de alta/media tensión (AT/MT).

- Se ha validado la metodología de desarrollo de modelos en base a datos experimentales.
- Se han definido diversas casuísticas posibles en la aplicación de la metodología y su solución.
- Se ha mostrado ejemplos de la aplicación de la metodología a casos reales de planificación de la red.
- Se ha mostrado que el desarrollo de modelos trimestrales no es necesario frente al desarrollo de modelos anuales, por aportar una disminución del error muy poco significativa.

Todo ello se ha trasladado según se desarrollaba a las diferentes publicaciones realizadas y en elaboración, que pueden verse en el Apéndice A.

9.2 Trabajos futuros

Hay una serie de interesantes trabajos que pueden desarrollarse a partir de los trabajos realizados:

- Determinación de los límites geográficos de aplicación de los modelos desarrollados, en base a nuevas series de datos.
- Comprobación de los modelos desarrollados en otros entornos geográficos diferenciados.
- Ampliación de los trabajos a otras tecnologías de generación no programable, así como a otros posibles predictores.
- Automatización del proceso de generación de modelos.
- Automatización del proceso de actualización dinámica de los modelos en función de la obtención de nuevos datos históricos.
- En el ámbito de la predicción a corto plazo, analizar la posibilidad de incorporar predictores adicionales en los modelos, no solo un único predictor, de forma complementaria a los ya analizados, como por ejemplo dirección y velocidad del viento, nubosidad, dirección de movimiento de las nubes via satélite, etc., de forma que permitan reducir

9.2 Trabajos futuros

aún más los errores cometidos, incorporando una predicción de aquellos fenómenos meteorológicos que no sean simultáneos en todas las plantas fotovoltaicas simuladas, y por tanto su decalaje temporal de afectación a la generación de potencia instantánea fotovoltaica.

Bibliografía

- [1] IEA, *Trends in Photovoltaic Applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010*, I. E. A. (IEA), Ed. Report IEA-PVPS T1-20:2011, 2011. xv, 3, 4, 9
- [2] K. Branker, M. Pathak, and J. Pearce, “A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, p. 4470 4482, 2011. 4
- [3] M. Diez-Mediavilla, C. Alonso-Tristan, M. Rodriguez-Amigo, and T. Garcia-Calderon, “Implementation of pv plants in spain: A case study,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, p. 13421346, 2010. 4
- [4] MITYC, “Boletín trimestral de coyuntura energética,” Ministerio de Industria, Diciembre 2006, 2007, 2008, 2009 , 2010. 6
- [5] CNE, *Información básica de los sectores de la energía*, ser. M-9.032-2011, CNE, Ed. Comision Nacional de la Energía, www.cne.es, 2010. 6, 8, 44
- [6] ICAEN, “Estadístiques energètiques de conjuntura de catalunya,” 2008. [Online]. Available: <http://www20.gencat.cat/portal/site/icaen> 11
- [7] ICC and UdG, “Atles nacional de catalunya,” Mayo 2009. [Online]. Available: <http://www.atlesnacional.cat/icc/atles-nacional/> 12, 14
- [8] A. Mitja, J. Baldasano, C. Soriano, H. Flores, and J. Esteve, *Atlas de radiació solar a Catalunya*, ser. Estudis Monografics, G. de Catalunya-Institut Català d’Energia (ICAEN)-Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), Ed. ICAEN, 2000, vol. 12. 13, 59, 70, 88
- [9] BCG, *Evolucion tecnologica y prospectiva de costes de las energias renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020*, T. B. C. Group, Ed. IDAE, 2011. 19, 20, 21, 23, 24

Bibliografía

- [10] M. E. Meral and F. Dincer, “A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 2176–2184, 2011. 20, 21
- [11] L. El Chaar, L. Lamont, and N. El Zein, “Review of photovoltaic technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, p. 21652175, 2011. 20, 21
- [12] G. Makrides, B. Zinsser, M. Norton, G. E. Georghiou, M. Schubert, and J. H. Werner, “Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 754–762, 2010. 20, 21
- [13] B. Parida, S. Iniyán, and R. Goic, “A review of solar photovoltaic technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 1625–1636, 2011. 20, 21, 25
- [14] V. Salas and E. Olias, “An analysis of the technical exigencies and ce marking relative to low voltage (less than 5 kw) photovoltaic inverters marketed in spain,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1635–1640, 2009. 21, 22
- [15] I. Patrao, E. Figueres, F. González-Espín, and G. Garcerá, “Transformerless topologies for grid-connected single-phase photovoltaic inverters,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 3423–3431, 2011. 22
- [16] A. Dolara, R. Faranda, and S. Leva, “Energy comparison of seven mppt techniques for pv systems,” *J. Electromagnetic Analysis & Applications*, vol. 3, pp. 152–162, 2009. 22
- [17] H. Mousazadeh, A. Keyhani, A. Javadi, H. Mobli, K. Abrinia, and A. Sharifi, “A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1800–1818, 2009. 22, 23
- [18] T. Diaz, “Informe anual 2010,” Asociación de la industria fotovoltaica (ASIF, Spain), Tech. Rep., 2011. 25, 44
- [19] J. Ciesielska, G. Concas, E. Despotou, B. Fontaine, K. Garbe, D. Fraile-Montoro, M. Latour, S. Lenoir, G. Masson, A. Roesch, S. Sweerts,

Bibliografía

- P. Vanbuggenhout, and S. Varga, “Global market outlook for photovoltaics until 2015,” European Photovoltaic Industry Association, Tech. Rep., 2011. 25
- [20] T. Chow, “A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology,” *Applied Energy*, vol. 87, no. 2, pp. 365–379, Feb. 2010. 25
- [21] A. Sumper, M. Robledo-Garcia, R. Villafafila-Robles, J. Bergas-Jane, and J. Andres-Peiro, “Life-cycle assessment of a photovoltaic system in catalonia (spain),” *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 15 (8), pp. 3888–3896, 2011. 25
- [22] J. de la Hoz, O. Boix, H. Martin, B. Martins, and M. Graells, “Promotion of grid-connected photovoltaic systems in spain: Performance analysis of the period 1998-2008,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 2547–2563, 2010. 25
- [23] F. Dincer, “The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 713–720, 2011. 25
- [24] A. S. Joshi, I. Dincer, and B. V. Reddy, “Performance analysis of photovoltaic systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1884–1897, 2009. 25
- [25] O. Moraes-Toledo, D. Oliveira-Filho, and A. S. Alves-Cardoso-Diniz, “Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 506–511, 2010. 25
- [26] C. Gonzalez, R. Villafafila, R. Ramirez, A. Sudria, A. Sumper, and M. Chindris, “Assess the impact of photovoltaic generation systems on low-voltage network: software analysis tool development,” in *Proc. 9th Int. Conf. Electrical Power Quality and Utilisation EPQU 2007*, 2007, pp. 1–6. 25
- [27] D. H. Li, K. Cheung, T. N. Lam, and W. W. Chan, “A study of grid-connected photovoltaic (pv) system in hong kong,” *Applied Energy*, vol. In Press, Corrected Proof, pp.–. 25
- [28] J. Ordonez, E. Jadraque, J. Alegre, and G. Martinez, “Analysis of the photovoltaic solar energy capacity of residential rooftops in andalusia (spain),” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 2122–2130, 2010. 25

Bibliografía

- [29] A. Sumper, O. Boix-Aragones, R. Villafafila-Robles, J. Bergas-Jane, and R. Ramirez-Pisco, “Methodology for the assessment of the impact of existing high voltage lines in urban areas,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 10, pp. 6036 – 6044, 2010. 25
- [30] G. Papaefthymiou, “Integration of stochastic generation in power systems,” Ph.D. dissertation, Dissertation at Delft University of Technology., 2007. 25, 49, 75, 76, 78
- [31] R. Dugan and J. Smith, “Determining practical planning limits for dg on distribution circuits,” in *Proc. 21th Int. Conf. and Exhibition Electricity Distribution - Part 1 CIRED 2011*, vol. Paper 1277, Frankfurt, 6-9 June 2011. 27
- [32] M. A. Eltawil and Z. Zhao, “Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems - a review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 112–129, 2010. 27
- [33] F. Yang, M. Fan, and Z. Zhang, “A platform for case study of active distribution network planning,” in *Proc. 21th Int. Conf. and Exhibition Electricity Distribution - Part 1 CIRED 2011*, vol. Paper 0567, Frankfurt, 6-9 June 2011. 27
- [34] UNESA, *Informe eléctrico - Memoria de actividades - Memoria estadística*, A. E. de la Industria Eléctrica UNESA, Ed. www.unesa.es, 2011, no. M-30150-2011. 29, 31, 32
- [35] Endesa, *Informe de actividades 2010*, ENDESA, Ed. www.endesa.es, 2011. 30, 67
- [36] Iberdrola, *Distribución eléctrica 2010*, IBERDROLA, Ed. www.Iberdrola.es, 2011. 30
- [37] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Soder, “Distributed generation: a definition,” *Electric Power Systems Research*, vol. 57, pp. 195–204, 2001. 44
- [38] A. Keane and M. O’Malley, “Optimal allocation of embedded generation on distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1640–1646, 2005. 44
- [39] M. Delfanti, M. Merlo, M. Pozzi, V. Olivieri, and M. Gallanti, “Power flows in the italian distribution electric system with dispersed genera-

Bibliografia

- tion,” in *Proc. 20th Int. Conf. and Exhibition Electricity Distribution - Part 1 CIRED 2009*, 2009, pp. 1–5. 44, 49
- [40] P. Loevenbruck and A. Sacre, “Impact of distributed generation on losses, draw off costs from transmission network and investments of the french distribution network operator erdf,” in *Proc. 20th Int. Conf. and Exhibition Electricity Distribution - Part 1 CIRED 2009*, 2009, pp. 1–4. 44, 49
- [41] J. Morren, J. Meeuwsen, and H. Slootweg, “New network design standards for the grid connection of large concentrations of distributed generation,” in *Proc. 20th Int. Conf. and Exhibition Electricity Distribution - Part 1 CIRED 2009*, 2009, pp. 1–4. 44, 49
- [42] J. I. Marvik, H. K. Hoidalen, and A. Petterteig, “Localization of short-circuits on a medium voltage feeder with distributed generation,” in *Proc. 20th Int. Conf. and Exhibition Electricity Distribution - Part 1 CIRED 2009*, 2009, pp. 1–4. 44
- [43] J. Almorox, C. Hontoria, and M. Benito, “Models for obtaining daily global solar radiation with measured air temperature data in madrid (spain),” *Applied Energy*, vol. Volume 88, Issue 5, pp. 1703–1709, May 2011. 49
- [44] M. Ramon, A. Sumper, R. Villafafila, and C. Gonzalez, “Prediction of photovoltaic generation for distribution network planning,” in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality, ICREPQ*, 15-17 April 2009 Valencia, Spain. 49, 75, 76, 77, 99
- [45] G. Tiwaria, R. Mishra, and S. Solankia, “Photovoltaic modules and their applications: A review on thermal modelling,” *Applied Energy*, vol. Volume 88, Issue 7, pp. 2287–2304, July 2011. 49
- [46] B. Kloeckl and G. Papaefthymiou, “Multivariate time series models for studies on stochastic generators in power systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 3, pp. 265–276, Mar. 2010. 49
- [47] R. Villafafila-Robles, “Probabilistic modeling in normal operation and the control of distribution systems with renewable source based dg units,” Ph.D. dissertation, Universitat Politecnica de Catalunya (UPC), 2009. 49

Bibliografía

- [48] M. J. Ahmad and G. N. Tiwari, “Solar radiation models - a review,” *International Journal of Energy Research*, vol. 10.1002/er.1690, 2010. 50, 53, 54, 55, 56, 57, 70, 86
- [49] E. Lorenz, J. Remund, S. Mueller, W. Traunmueller, G. Steinmaurer, D. Pozo, J. Ruiz-Arias, V. Fanego, L. Ramirez, M. Romeo, C. Kurz, L. Pomares, and C. Guerrero, “Benchmarking of different approaches to forecast solar irradiance,” in *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2009, hamburg, Germany. 50, 70
- [50] T. P. Chang, “Output energy of a photovoltaic module mounted on a single-axis tracking system,” *Applied Energy*, vol. 86, no. 10, pp. 2071–2078, Oct. 2009. 50, 70
- [51] B. Quesada, C. Sánchez, J. Cañada, R. Royo, and J. Payá, “Experimental results and simulation with trnsys of a 7.2 kwp grid-connected photovoltaic system,” *Applied Energy*, vol. Volume 88, Issue 5, pp. 1772–1783, May 2011. 50, 57, 70
- [52] G. Tina and S. Gagliano, “Probabilistic analysis of weather data for a hybrid solar/wind energy system,” *International Journal of Energy Research*, vol. 10.1002/er.1686, 2010. 50, 57, 58, 70
- [53] AEMET, *LA RADIACION SOLAR*, A. E. de Meteorología, Ed. Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino, 2010. 52
- [54] J. Santos, J. Pinazo, and J. Cañada, “Methodology for generating daily clearness index values starting from the monthly average daily value.” *Renewable energy*, vol. 28, pp. 1523–1544, 2003. 53
- [55] K. Bakirci, “Estimation of solar radiation by using ashrae clear-sky model in erzurum, turkey,” *Energy Sources*, vol. Part A, 31, no. ISSN: 1556-7036 print/1556-7230 online, pp. 208–216, 2009. 54
- [56] L. Ruetsch, A. Lema, M. Pontin, and J. Morsetto, “Cálculo de la utilizabilidad para colectores solares planos orientados al norte e inclinados 45 grados,” *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 14, no. ISSN 0329-5184, 2010. 56
- [57] S. Conti and S. Raiti, “Probabilistic load flow for distribution networks with photovoltaic generators part 1: Theoretical concepts and models,” in *Proc. International Conference on Clean Electrical Power ICCEP '07*, 21–23 May 2007, pp. 132–136. 57, 58

Bibliografía

- [58] S. Conti, S. Raiti, and C. Di Gregorio, “Probabilistic load flow for distribution networks with photovoltaic generators part 2: Application to a case study,” in *Proc. International Conference on Clean Electrical Power ICCEP '07*, 21–23 May 2007, pp. 137–141. 57
- [59] K. Hollands and R. Huget, “A probability density function for the clearness index, with applications,” *Solar Energy*, vol. 30, Issue 3, pp. 195–209, 1983. 57, 58, 70
- [60] J. Qina, Z. Chenb, K. Yanga, S. Liangc, and W. Tanga, “Estimation of monthly-mean daily global solar radiation based on modis and trmm products,” *Applied Energy*, vol. Volume 88, Issue 7, pp. 2480–2489, July 2011. 57
- [61] F. Ruiz-Rodriguez, J. Hernandez, and F. Jurado, “Probabilistic load flow for photovoltaic distributed generation using the cornishfisher expansion,” *Electric Power Systems Research*, vol. 89, pp. 129–138, 2012. 57
- [62] G. Tina, S. Gagliano, and S. Raiti, “Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment,” *Solar Energy*, vol. 80, pp. 578–588, 2006. 57
- [63] J. Gordon and T. Reddy, “Stationary statistics and sequential properties of normal beam and global solar radiation on tilted surfaces,” *Solar Energy*, vol. 42, pp. 35–44, 1989. 58
- [64] MITYC, “Real decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.” *Boletín Oficial del Estado*, vol. 126, pp. 22 846–22 886, 2007. 59
- [65] [Online]. Available: http://www.wmo.int/pages/index_es.html 59
- [66] [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/pvreg.php?lang=en&map=europe> 60, 62, 70, 88
- [67] [Online]. Available: <http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/> 60
- [68] M. Suri, T. Huld, T. Cebecauer, and E. Dunlop, “Geographic aspects of photovoltaics in europe: Contribution of the pvgis website,” *IEEE Journal of selected topics in applied earth observations and remote sensing*, vol. 1, pp. 34–41, 2008. 61

Bibliografía

- [69] B. Oliver, F. Mas, E. Isern, R. Picos, J. Frau, J. Gil de Sola, and M. Roca, “Sistema automático para la monitorización de variables de una estación fotovoltaica,” *CATEDRA ENDESA RED - Universitat de les Illes Balears*, 2011. 64
- [70] J. Marcos, L. Marroyo, E. Lorenzo, D. Alvira, and E. Izco, “Power output fluctuations in large scale pv plants: one year observations with one second resolution and a derived analytic model,” *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS*, vol. 19, pp. 218–227, 2011. 66, 68
- [71] —, “From irradiance to output power fluctuations: the pv plant as a low pass filter,” *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS*, vol. 19, pp. 505–510, 2011. 66, 68
- [72] G. Papaefthymiou, A. Tsanakas, M. Reza, P. Schavemaker, and L. van der Sluis, “Stochastic modelling and analysis of horizontally-operated power systems with a high wind energy penetration,” in *Proc. IEEE Russia Power Tech*, 27–30 June 2005, pp. 1–7. 75
- [73] G. Papaefthymiou, A. Tsanakas, P. Schavemaker, and L. van der Sluis, “Design of distributed energy systems based on probabilistic analysis,” in *Proc. International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 12–16 Sept. 2004, pp. 512–518. 75
- [74] G. Papaefthymiou and D. Kurowicka, “Using copulas for modeling stochastic dependence in power system uncertainty analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 40–49, Feb. 2009. 75
- [75] M. Ramon, A. Sumper, and R. Villafafila, “Reducing uncertainties caused by distributed generation in medium voltage network planning,” *CIREN Workshop 2010 - International Conference on Electricity Distribution*, 2010. 75, 77
- [76] H. Valizadeh, M. Tavakoli, M. Golkar, and S. Moghaddas, “Using copulas for analysis of large datasets in renewable distributed generation: Pv and wind power integration in iran,” *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1991–2000, 2010. 76, 77, 78
- [77] R. Freund and W. Wilson, *Statistical methods*, A. Press, Ed. Academic Press, 2002. 77, 80
- [78] M. R. Spiegel, *Estadística - Segunda edición*, Schaum, Ed. McGraw-Hill, 1991. 78

Bibliografia

- [79] SMC, “Servei meteorològic de catalunya.” [Online]. Available: www.meteo.cat 97

Apéndice A

Publicaciones

Este capítulo presenta las publicaciones relacionadas con los temas específicos de esta tesis a las que ha contribuido el autor.

Artículos de Revistas

En elaboración

Active Power Correlation Decomposition Model of Photovoltaic Generators for Distribution Grid Planning

Authors: Miquel RAMON-MARIN (a), Andreas SUMPER (b,c,d), Roberto VILLAFAMILA-ROBLES (b,c)

(a) Endesa Distribución Eléctrica S.L. Spain (miquel.ramon@endesa.es); (b) CITCEA-UPC, Departament d’Enginyeria Elèctrica, Universitat Politècnica de Catalunya; (c) E.U. d’Enginyeria Tècnica Industrial de Barcelona, Comte d’Urgell, 187, 08036 Barcelona, Spain; (roberto.villafamila@citcea.upc.edu) (d) Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC); (sumper@citcea.upc.edu)

Artículos de Congresos

Presentados

2010

Reducing uncertainties caused by distributed generation in medium voltage network planning

Authors: Miquel RAMON-MARIN (a), Andreas SUMPER (b,c,d), Roberto VILLAFAMILA-ROBLES (b,c), Julià FERRER (a), Victor ALBET (a)

Apéndice A Publicaciones

(a) Endesa Distribución Eléctrica S.L. Spain (miquel.ramon@endesa.es) ; (b) CITCEA-UPC, Departament d'Enginyeria Elèctrica, Universitat Politècnica de Catalunya; (c) E.U. d'Enginyeria Tècnica Industrial de Barcelona, Comte d'Urgell, 187, 08036 Barcelona, Spain (sumper @citcea.upc.edu) ; (d) Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC); (roberto.villafafila @citcea.upc.edu)

Published at Congr s International des R seaux Electriques de Distribution (CIRED'10 Workshop) in Lyon (France), 7th to 8th June, 2010.

2009

Prediction of photovoltaic generation for distribution network planning

Authors: Miquel Ramon-Marin (a), Andreas Sumper (b), Roberto Villafáfila-Robles (b), Carlos González-de-Miguel (b).

(a) Endesa Distribución El ctrica S.L., Planificación y Calidad de la Red, Av. Vilanova 12, 4^a Planta, 08018 Barcelona, Spain; (b) E.U. d'Enginyeria T cnica Industrial de Barcelona - Dept. Ingeniería El ctrica C/Compte d'Urgell, 187, 08036 Barcelona, Spain.

Published at International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09) in Valencia (Spain), 15th to 17th April, 2009. (<http://www.icrepq.com/>)

2008

Software analysis tool to integrate photovoltaic generation on low-voltage networks

Authors: Carlos González (a), Alejandro Rodríguez (a), Roberto Villafáfila (b), Andreas Sumper (b), Miquel Ramon (c), Mircea Chindris (d).

(a) CITCEA-UPC, Av. Diagonal 647 2nd floor, 08029 Barcelona, SPAIN; (b) CITCEA-UPC, Comte d'Urgell 187, 08037 Barcelona, SPAIN ; (c) Endesa Distribución El ctrica S.L., Planificación y Calidad de la Red, Av. Vilanova 12, 4^a Planta, 08018 Barcelona, Spain; (d) Technical University of Cluj-Napoca, Department of Power Engineering, Cluj-Napoca, ROMANIA.

Published at Modern Power Systems 2008 Congress, at Cluj-Napoca city, in Romania, 12th to 14th November 2008.

(<http://www.stsb.ro/arhiva/MPS2008/index.htm>)

Apéndice B

Flujo de cargas: Newton-Raphson

En el presente anexo se procede a describir brevemente el método de flujo de cargas seleccionado para el análisis de los ejemplos realizados. Se ha utilizado el método de Newton-Raphson para hallar las tensiones en los nudos eléctricos, así como las corrientes en los circuitos que los unen.

B.1 Planteamiento del problema

Se pueden clasificar los nudos de una red eléctrica en tres tipologías:

1. Nudos de consumo (nudos PQ): son aquellos que tienen un consumo conocido de potencia activa ($P_{Ci} = P_{Ci}^{\text{esp}}$) y reactiva ($Q_{Ci} = Q_{Ci}^{\text{esp}}$), y una potencia de generación nula activa ($P_{Gi} = 0$) y reactiva ($Q_{Gi} = 0$).
2. Nudos de generación (nudos PV): son aquellos que tienen un consumo conocido de potencia activa ($P_{Ci} = P_{Ci}^{\text{esp}}$) y una generación conocida de potencia activa ($P_{Gi} = P_{Gi}^{\text{esp}}$), además de un módulo de tensión conocido ($V_i = V_i^{\text{esp}}$).
3. Nudo de referencia (denominado también como nudo *slack*): es un único nudo que tiene un consumo conocido de potencia activa ($P_{Ci} = P_{Ci}^{\text{esp}}$), y se le asigna un ángulo de tensión que se toma como referencia ($\theta_n = 0$).

En una red con n nudos, se pueden ordenar como:

$$\begin{array}{ll}
 i = 1, 2, \dots, n_D & \text{siendo } n_D \text{ el numero de nudos PQ} \\
 i = n_D + 1, n_D + 2, \dots, n_D + n_G & \text{siendo } n_G \text{ el numero de nudos PV} \\
 i = n & \text{siendo } n \text{ el índice del nudo } \textit{slack} \\
 n = n_D + n_G + 1 &
 \end{array}$$

Así mismo, se puede definir la matriz de admitancias de la red, Y , como:

Apéndice B Flujo de cargas: Newton-Raphson

$$Y = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \underline{Y}_{(n-1)n} \\ \underline{Y}_{n1} & \cdots & \underline{Y}_{n(n-1)} & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

Definiendo sus elementos como:

$\underline{Y}_{ii} = \sum$ Admitancias de los circuitos conectados al nudo i
(elementos de la diagonal de Y)

$\underline{Y}_{ij} = -\sum$ Admitancias de los circuitos entre los nudos i i j
(elementos de fuera de la diagonal de Y)

La matriz Y es una matriz $n \times n$ compleja, por lo que se puede expresar como la suma de dos matrices que expresan su parte imaginaria y real:

$$Y = G + jB \quad (\text{B.2})$$

Definiéndose:

$$G = \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & \cdots & G_{1n} \\ G_{21} & G_{22} & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & G_{(n-1)n} \\ G_{n1} & \cdots & G_{n(n-1)} & G_{nn} \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

$$jB = j \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \cdots & B_{1n} \\ B_{21} & B_{22} & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & B_{(n-1)n} \\ B_{n1} & \cdots & B_{n(n-1)} & B_{nn} \end{bmatrix} \quad (\text{B.4})$$

El flujo de cargas es un problema no lineal, que se formula a partir de los datos conocidos de la potencia neta inyectada en cada nudo de la red:

$$\begin{aligned} P_i^{\text{esp}} &= P_{Gi}^{\text{esp}} - P_{Ci}^{\text{esp}} & i = 1, 2, \dots, n_D + n_G \\ Q_i^{\text{esp}} &= Q_{Gi}^{\text{esp}} - Q_{Ci}^{\text{esp}} & i = 1, 2, \dots, n_D \end{aligned}$$

Y las ecuaciones del problema del flujo de cargas son [?]:

B.2 Método de Newton-Raphson

$$P_i^{\text{esp}} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, \dots, n_D + n_G \quad (\text{B.5})$$

$$Q_i^{\text{esp}} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad i = 1, 2, \dots, n_D \quad (\text{B.6})$$

Donde tenemos que son:

G_{ij} elemento de la fila i , columna j , de G ,

B_{ij} elemento de la fila i , columna j , de B .

V_i módulo de la tensión del nudo i ,

V_j módulo de la tensión del nudo j ,

P_i^{esp} potencia *activa* neta inyectada en el nudo i ,

Q_i^{esp} potencia *reactiva* neta inyectada en el nudo i ,

Por tanto, es necesario encontrar, para satisfacer las $2n_D + n_G$ ecuaciones descritas, las incógnitas:

$V_i, i = 1, 2, \dots, n_D$ modulos de tensión

$\theta_i, i = 1, 2, \dots, n_D + n_G$ desfases

B.2 Método de Newton-Raphson

El método Newton-Raphson es un método iterativo, que va obteniendo valores de solución de las ecuaciones no lineales involucradas de una manera sucesiva hasta alcanzar el valor de error máximo admitido ε , o bien no conseguir alcanzarlo por no ser un sistema resoluble.

Para cada nudo i se define la diferencia (residuo) entre la potencia especificada inicialmente y la calculada en cada iteración:

Apéndice B Flujo de cargas: Newton-Raphson

$$\begin{aligned}\Delta P_i &= P_i^{\text{esp}} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ i &= 1, 2, \dots, n_D + n_G \\ \Delta Q_i &= Q_i^{\text{esp}} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \\ i &= 1, 2, \dots, n_D\end{aligned}$$

Lo cual puede expresarse matricialmente como:

$$\begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k \quad (\text{B.7})$$

Se inicia la solución del problema mediante la asignación de valores iniciales a las incógnitas de tensiones y desfases:

$$[\theta | V]^T{}^0 = [\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_{n_D+n_G} | V_1, V_2, \dots, V_{n_D}]^T{}^0 \quad (\text{B.8})$$

En cada iteración k se van obteniendo correcciones al sistema:

$$[[\Delta \theta | \Delta V/V]^T]^k \quad (\text{B.9})$$

y nuevos valores $[\theta | V]^T{}^{k+1}$ de:

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^k + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^k \quad (\text{B.10})$$

siendo H , N , M i L sub-matrices, para las cuales se pueden calcular sus términos como:

$$\left. \begin{aligned} H_{ij} &= L_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \\ N_{ij} &= -M_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \end{aligned} \right\} \text{elementos no en diagonales}$$

$$\left. \begin{aligned} H_{ii} &= -Q_i - B_{ii} V_i^2 \\ L_{ii} &= Q_i - B_{ii} V_i^2 \\ N_{ii} &= P_i + G_{ii} V_i^2 \\ M_{ii} &= P_i - G_{ii} V_i^2 \end{aligned} \right\} \text{elementos de las diagonales}$$

B.2 Método de Newton-Raphson

Como se ha indicado anteriormente, este proceso iterativo se detiene cuando se alcanza un valor de error ε que se considera aceptable, lo que se puede expresar como:

$$\max \left(\left| \Delta P_1^k \right|, \dots, \left| \Delta P_{n-1}^k \right|, \left| \Delta Q_1^k \right|, \dots, \left| \Delta Q_{n_D}^k \right| \right) \leq \varepsilon$$

Apéndice C

Detalle de los modelos

En el presente anexo se procede a proporcionar gráficos e información adicional de algunos de los modelos desarrollados.

C.1 Modelos de GEN5 a partir de utilizar GEN4 como predictor

A partir de los datos señalados en el ejemplo del capítulo 8, a continuación en la Fig. C.1 se puede apreciar en modelo de GEN5 a partir de GEN4, así como sus datos estadísticos en la Fig. C.2, y en la Fig. C.3 su modelo normalizado y sus correspondientes datos estadísticos en la Fig. C.4.

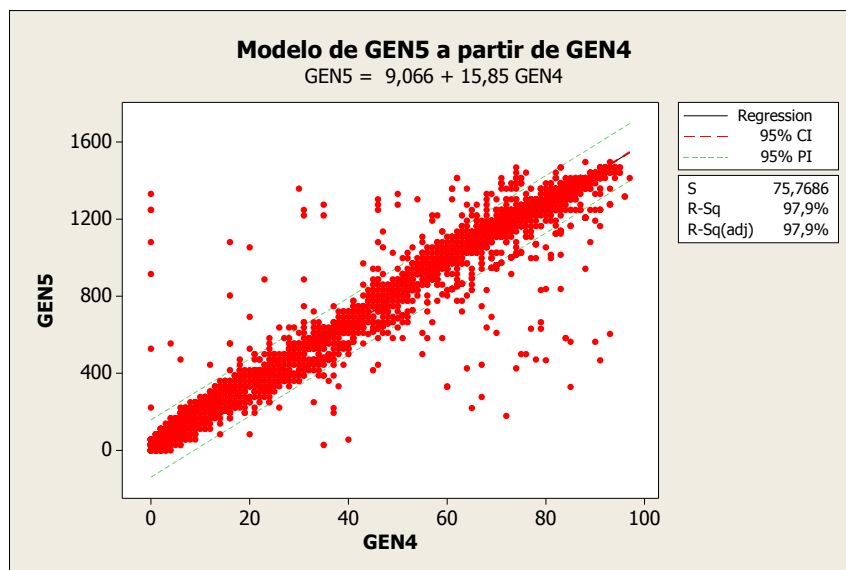


Figura C.1: Modelo de GEN4 vs GEN5

Apéndice C Detalle de los modelos

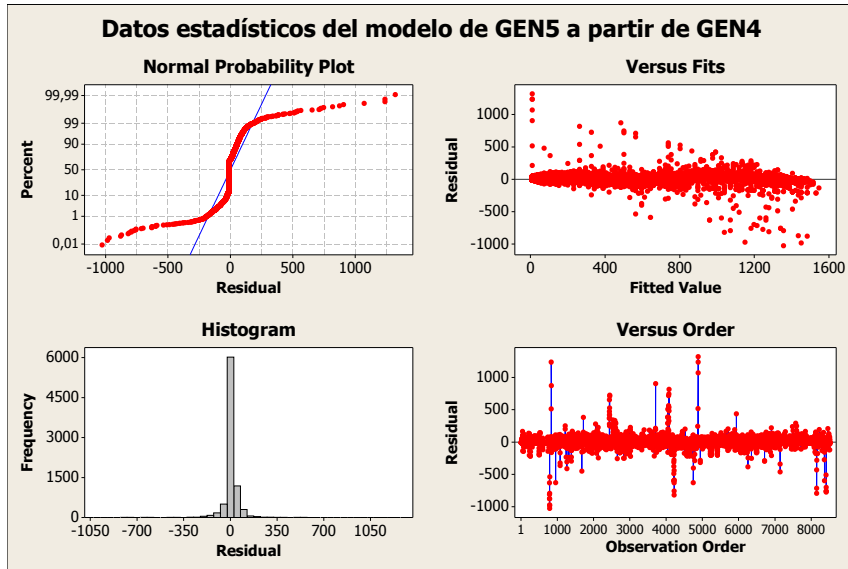


Figura C.2: Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN5

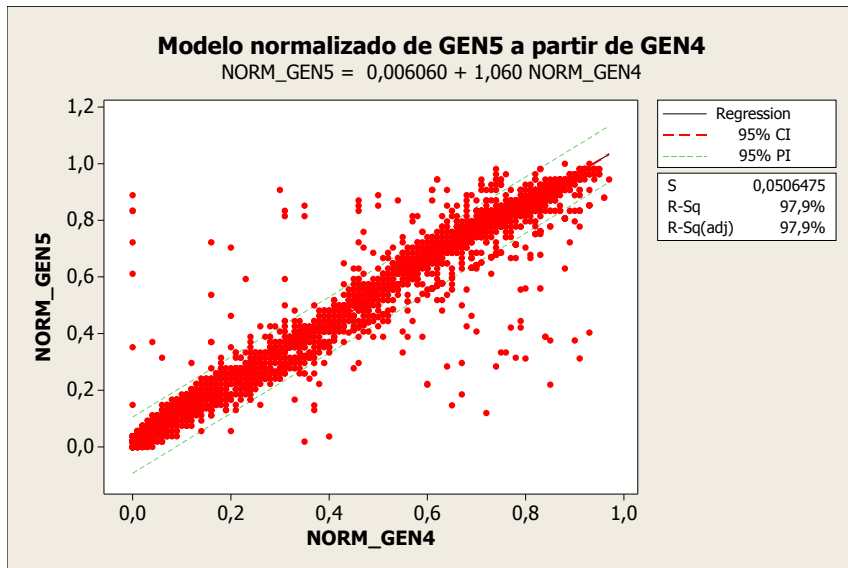


Figura C.3: Modelo normalizado de GEN4 vs GEN5

C.2 Modelos de los generadores fotovoltaicos a partir de GEN4 como predictor

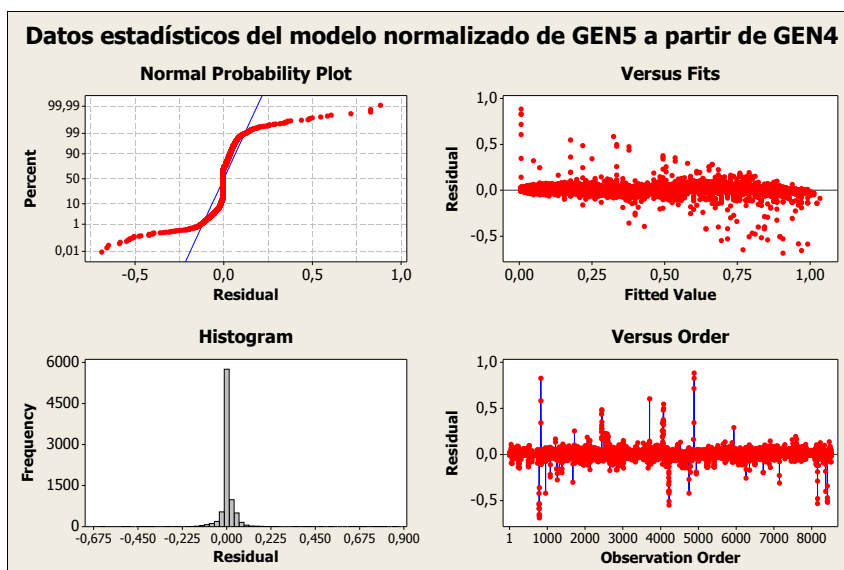


Figura C.4: Datos estadísticos del modelo normalizado de GEN4 vs GEN5

C.2 Modelos de los generadores fotovoltaicos a partir de GEN4 como predictor

A continuación se proporcionan los gráficos de los modelos de los generadores fotovoltaicos descritos en el ejemplo del capítulo 8, con la excepción del GEN5 que ha podido verse en el apartado anterior.

En la Fig. C.5 se puede apreciar en modelo de GEN1 a partir de GEN4, así como sus datos estadísticos en la Fig. C.6. En la Fig. C.7 se puede apreciar en modelo de GEN2 a partir de GEN4, así como sus datos estadísticos en la Fig. C.8. En la Fig. C.9 se puede apreciar en modelo de GEN3 a partir de GEN4, así como sus datos estadísticos en la Fig. C.10. En la Fig. C.11 se puede apreciar en modelo de GEN6 a partir de GEN4, así como sus datos estadísticos en la Fig. C.12. En la Fig. C.13 se puede apreciar en modelo de GEN7 a partir de GEN4, así como sus datos estadísticos en la Fig. C.14. En la Fig. C.15 se puede apreciar en modelo de GEN8 a partir de GEN4, así como sus datos estadísticos en la Fig. C.16. En la Fig. C.17 se puede apreciar en modelo de GEN9 a partir de GEN4, así como sus datos estadísticos en la Fig. C.18.

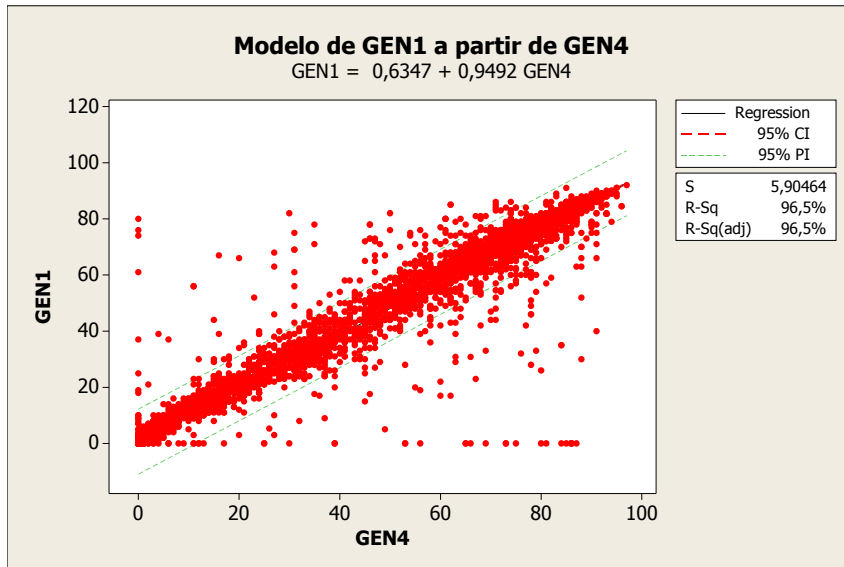


Figura C.5: Modelo de GEN4 vs GEN1

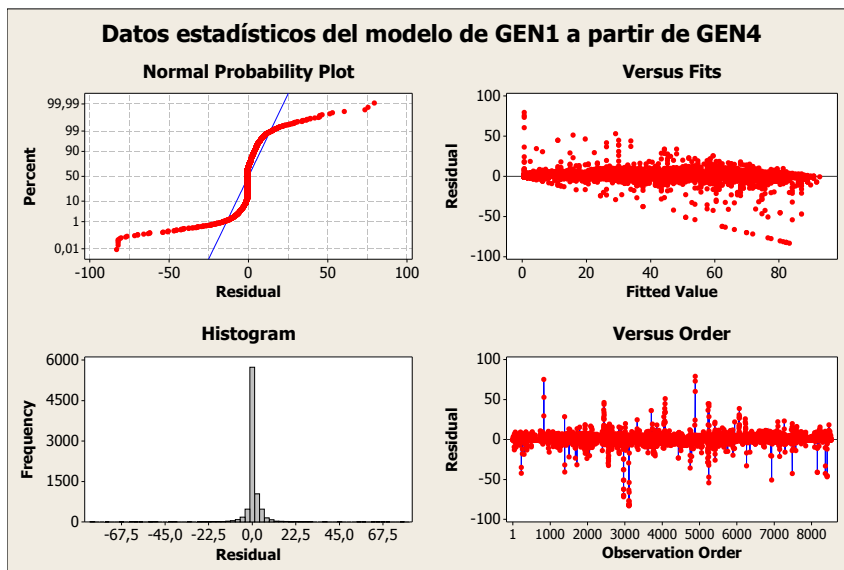


Figura C.6: Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN1

C.2 Modelos de los generadores fotovoltaicos a partir de GEN4 como predictor

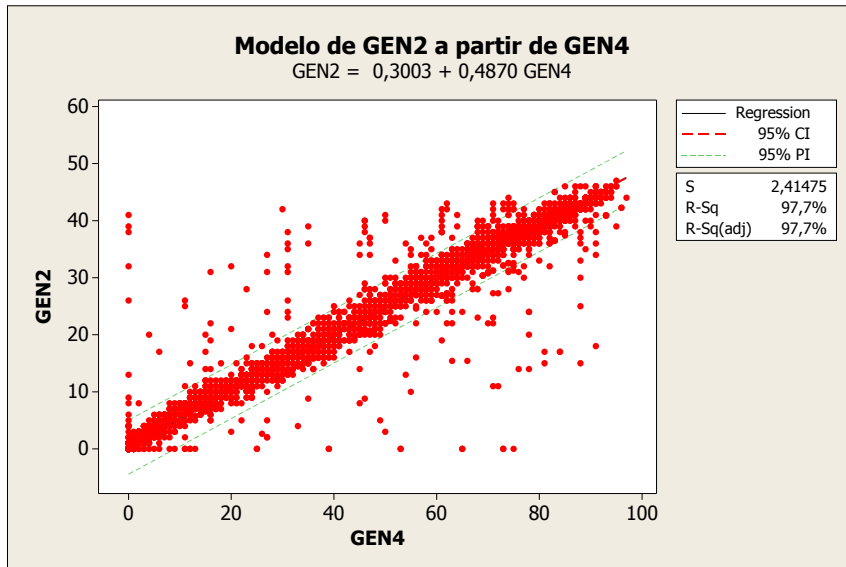


Figura C.7: Modelo de GEN4 vs GEN2

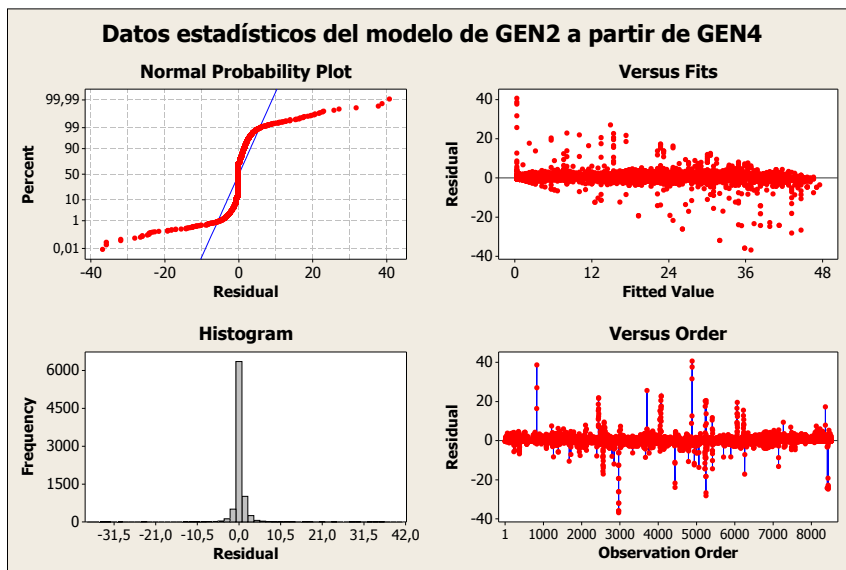


Figura C.8: Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN2

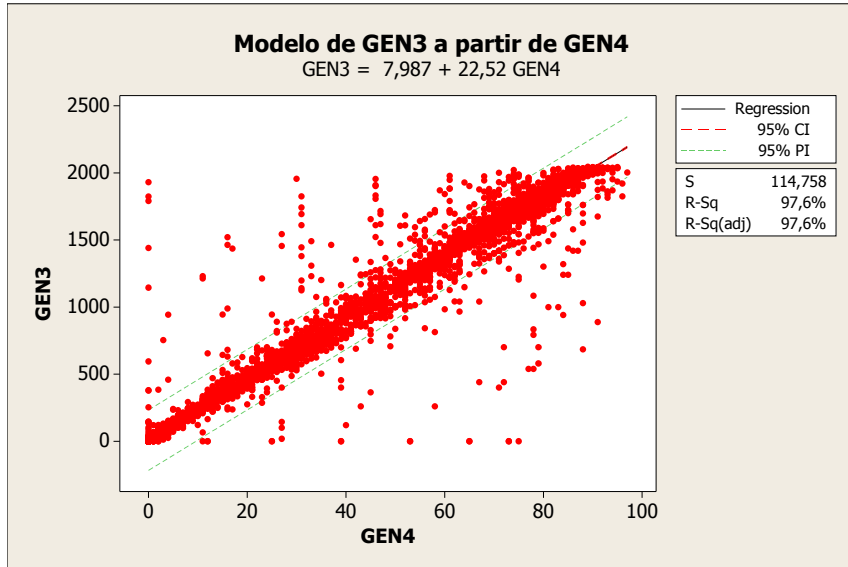


Figura C.9: Modelo de GEN4 vs GEN3

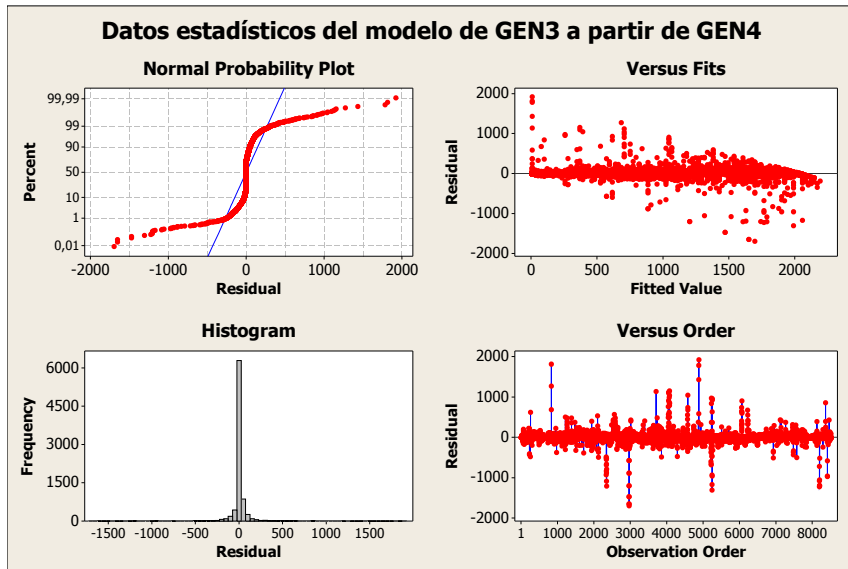


Figura C.10: Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN3

C.2 Modelos de los generadores fotovoltaicos a partir de GEN4 como predictor

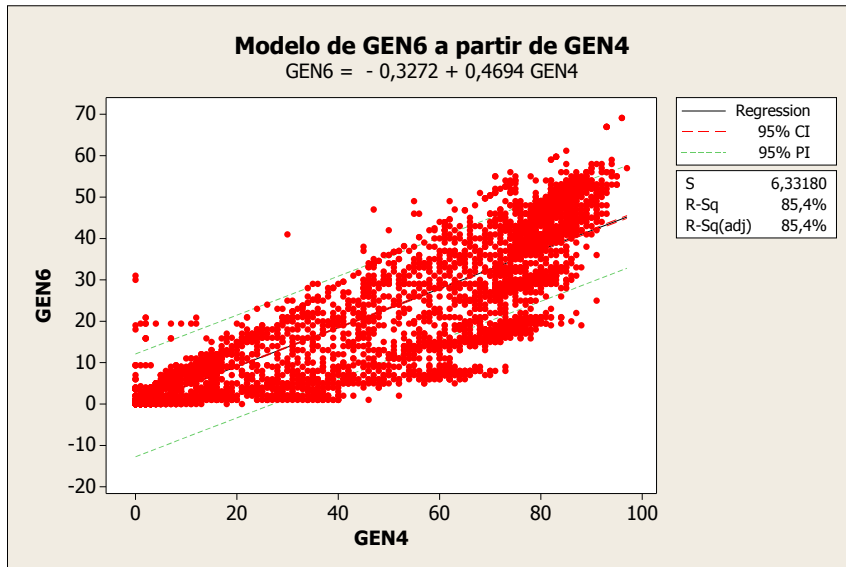


Figura C.11: Modelo de GEN4 vs GEN6

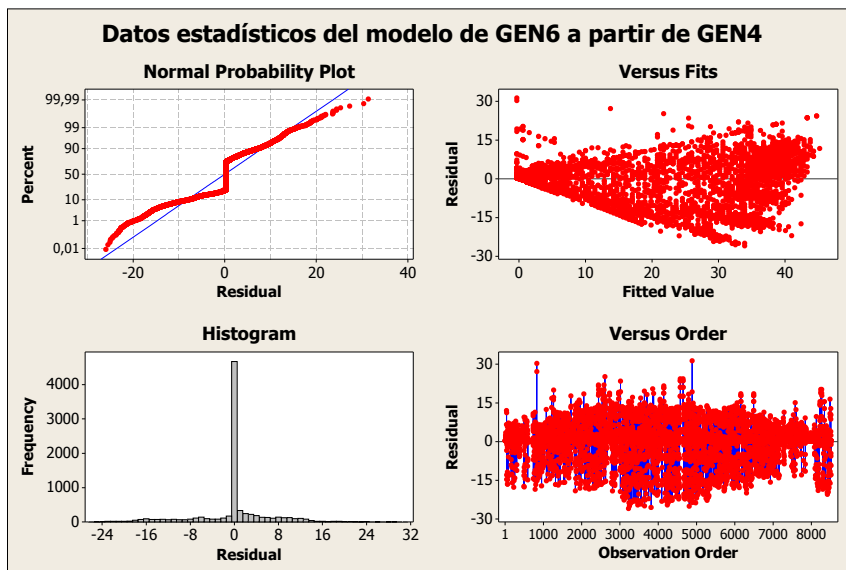


Figura C.12: Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN6

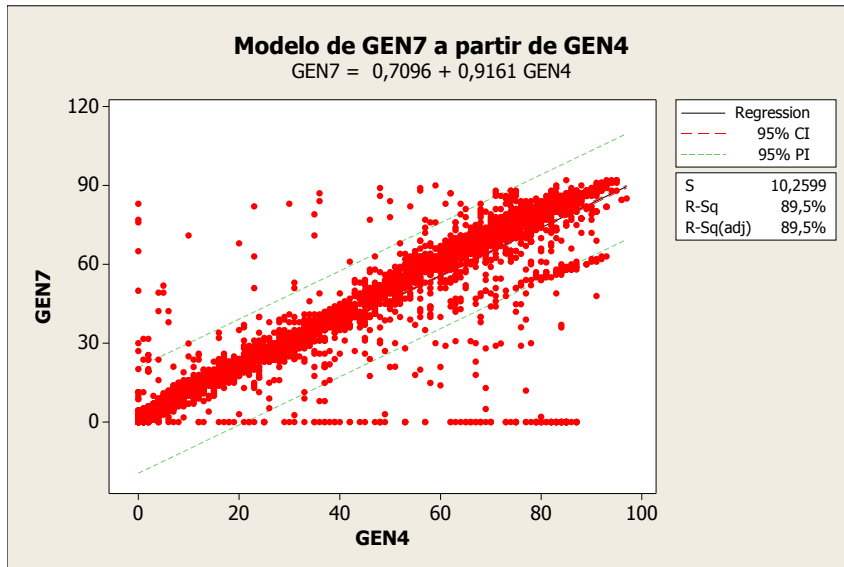


Figura C.13: Modelo de GEN4 vs GEN7

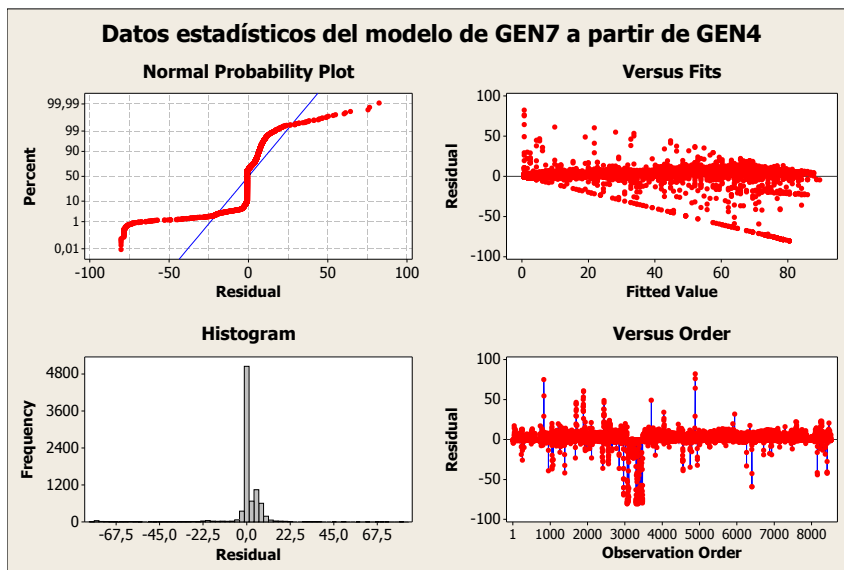


Figura C.14: Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN7

C.2 Modelos de los generadores fotovoltaicos a partir de GEN4 como predictor

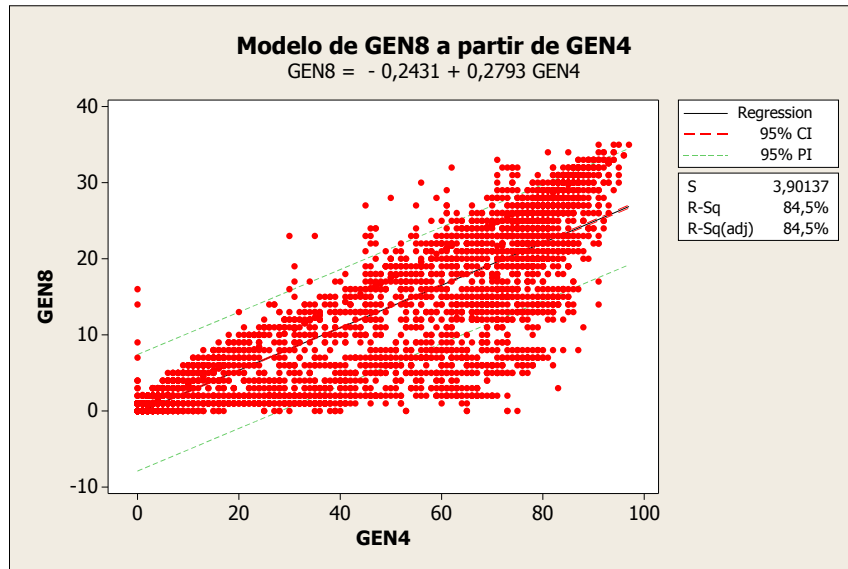


Figura C.15: Modelo de GEN4 vs GEN8

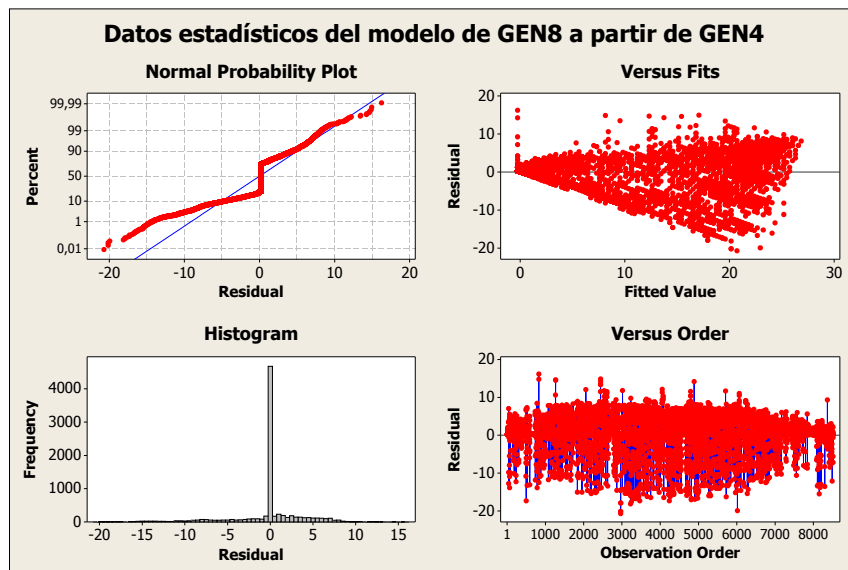


Figura C.16: Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN8

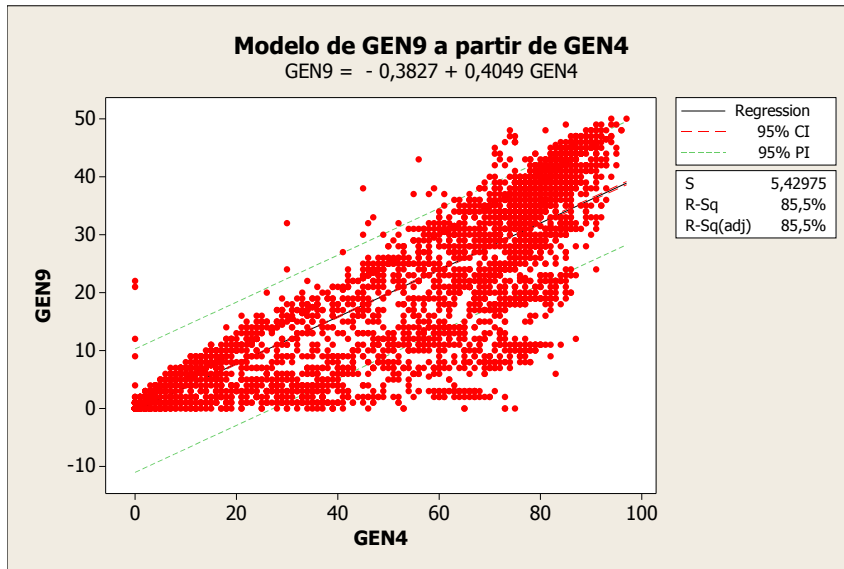


Figura C.17: Modelo de GEN4 vs GEN9

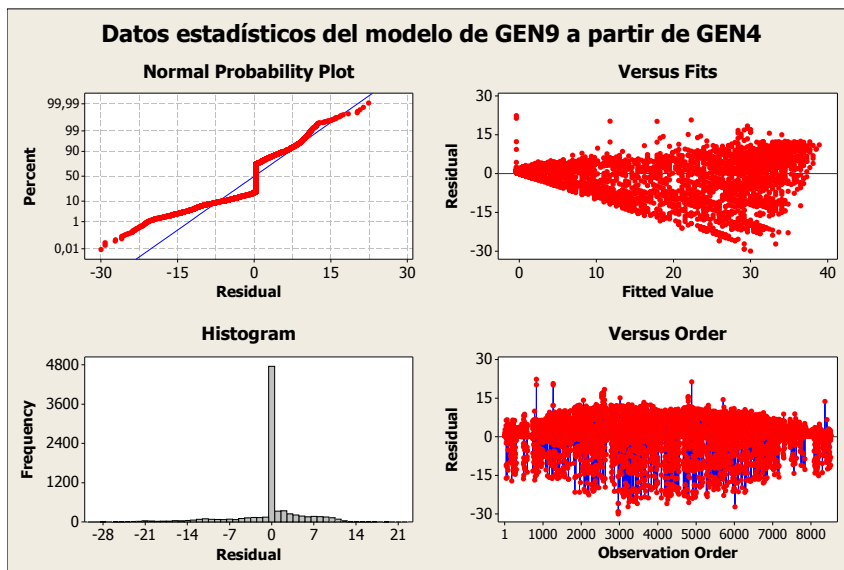


Figura C.18: Datos estadísticos del modelo de GEN4 vs GEN9