



Universidad
Carlos III de Madrid

Ingeniería Industrial.

Departamento Mecánica

Área de Organización Industrial

PROYECTO FIN DE CARRERA

**HERRAMIENTA DE
OPTIMIZACIÓN PARA EL
DIMENSIONAMIENTO DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Autor: Laura García Carreras

Tutor: Jorge Carbonell Padrino

Leganés, Octubre, 2013





"Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica. Esa fuerza es la voluntad." - **Albert Einstein**



Título: HERRAMIENTA DE OPTIMIZACIÓN PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Autor: Laura García Carreras

Director: Jorge Carbonell Padrino

EL TRIBUNAL

Presidente: _____

Vocal: _____

Secretario: _____

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día __ de
_____ de 2013 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la
Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE



AGRADECIMIENTOS

Quisiera dar las gracias a mi tutor por toda su ayuda y paciencia.

A mis padres y mi familia, por estar siempre ahí.

A mis amigos y compañeros por todos los momentos que hemos pasado juntos.

A ti, Berni, por todo tu apoyo.

Índice

1. Introducción y objetivos	22
1.1 Introducción.....	22
1.2 Objetivo del proyecto	24
1.3 Estructura del proyecto.....	24
2. Introducción teórica.....	26
2.1 Introducción a la energía fotovoltaica.....	26
2.1.1 Módulo solar o paneles:.....	29
2.1.2 Instalación solar fotovoltaica:.....	32
2.2 Introducción al mercado fotovoltaico	38
2.2.1 Mercado fotovoltaico europeo:	39
2.2.2. Auto consumo y balance neto o “net metering”	41
2.3 Introducción al análisis de inversiones.....	42
2.4 Costes de energía: LCOE, PV LCOE, PV COE y Non-PV COE.....	45
3. Análisis del problema y construcción del modelo	48
3.1 Introducción al problema	48
3.2 Balance energético	50
3.3 Adecuación de la programación lineal	53
3.3.1 Introducción a la programación lineal.....	54
3.3.2 Programación lineal entera y mixta	56
3.3.3 Ventajas de la programación lineal	59
3.4 Herramienta.....	60
3.5 Construcción del modelo.....	64
3.5.1 Conceptos previos.....	64
3.5.2 Datos del modelo	65



3.5.3 Variables de decisión y función objetivo	68
4. Aplicación a casos y presentación de resultados.....	73
4.1 Francia	73
4.1.1 Hipótesis iniciales: Incentivos y balance energético	73
4.1.2 Modelo.....	75
4.1.3 Óptimo.....	81
4.1.4 Análisis de sensibilidad	85
4.2 Reino Unido.....	88
4.2.1 Hipótesis iniciales: Incentivos y balance energético	88
4.2.2 Modelo.....	92
4.2.3 Óptimo.....	98
4.2.4 Análisis de sensibilidad	104
4.3 Italia (Scambio Sul Posto)	108
4.3.1 Hipótesis iniciales: Incentivos y balance energético	108
4.3.2 Modelo.....	112
4.3.3 Óptimo.....	119
4.3.4 Análisis de sensibilidad	125
4.4 Alemania	130
4.4.1 Hipótesis iniciales: Incentivos y balance energético	130
4.4.2 Modelo.....	132
4.4.3 Óptimo.....	139
4.4.4 Análisis de sensibilidad	144
4.5 Bélgica.....	149
4.5.1 Hipótesis iniciales: Incentivos y balance energético	149
4.5.2 Modelo.....	151
4.5.3 Óptimo.....	158



4.5.4 Análisis de sensibilidad	163
5. Conclusiones y trabajos futuros.....	174
6. Bibliografía.....	176
6.1 Documentos y apuntes consultados.....	176
6.2 Recursos web	177
ANEXO I: Histórico de tarifas eléctricas en Europa	179
ANEXO II: Tabla resumen de los valores de horas solares mensuales.....	181
ANEXO III: Incentivos	182
Tarifas Feed-In-Tariff actualizadas para Francia.....	182
Tarifas de exportación y generación actualizadas para Reino Unido	182
Tarifas Feed-In-Tariff mensuales actualizadas para Alemania.....	184
Precios de los Certificados Verdes (GC) para Bélgica	185

Índice de gráficas

Gráfica 1: Francia residencial. NVP vs. IR	85
Gráfica 2: Francia residencial SIZE vs. IR	85
Gráfica 3: Francia comercial NPV vs. IR	86
Gráfica 4: Francia comercial SIZE vs. IR	86
Gráfica 5: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Francia residencial	86
Gráfica 6: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Francia comercial	86
Gráfica 7: Burdeos residencial NPV vs. FIT.....	87
Gráfica 8: Burdeos residencial SIZE vs. FIT.....	87
Gráfica 9: Burdeos comercial NPV vs. FIT.....	87
Gráfica 10: Burdeos comercial SIZE vs. FIT.....	87
Gráfica 11: Δ SIZE vs. Δ FIT para Francia residencial	87
Gráfica 12: Δ SIZE vs. Δ FIT para Francia comercial.....	87
Gráfica 13: Perfil de consumo mensual residencial en Reino Unido	99
Gráfica 14: Perfiles energéticos para el primer año Portsmouth residencial	100
Gráfica 15: Perfiles energéticos para el primer año en Londres residencial	101
Gráfica 16: Perfil de consumo mensual comercial de Reino Unido	102
Gráfica 17: Perfiles energéticos para el primer año Portsmouth Comercial	103
Gráfica 18: Perfiles energéticos para el primer año en Londres Comercial	103
Gráfica 19: Portsmouth Residencial NPV vs. IR	104
Gráfica 20: Portsmouth Residencial SIZE vs. IR	104
Gráfica 21: Portsmouth Comercial NPV vs. IR	105
Gráfica 22: Portsmouth Comercial SIZE vs. IR	105
Gráfica 23: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Reino Unido residencial.....	105
Gráfica 24: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Reino Unido comercial.....	105

Gráfica 25: Portsmouth Residencial NPV vs. FIT	105
Gráfica 26: Portsmouth Residencial SIZE vs. FIT	105
Gráfica 27: Portsmouth Comercial NPV vs. FIT	106
Gráfica 28: Portsmouth Comercial SIZE vs. FIT	106
Gráfica 29: Δ SIZE vs. Δ FIT para Reino Unido residencial.....	106
Gráfica 30: Δ SIZE vs. Δ FIT para Reino Unido comercial.....	106
Gráfica 31: Portsmouth Residencial NPV vs. FC	106
Gráfica 32: Portsmouth Residencial SIZE vs. FC	106
Gráfica 33: Portsmouth Comercial NPV vs. FC	107
Gráfica 34: Portsmouth Comercial SIZE vs. FC	107
Gráfica 35: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Reino Unido residencial.....	107
Gráfica 36: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Reino Unido comercial.....	107
Gráfica 37: Consumo mensual residencial Italia.....	120
Gráfica 38: Perfiles energéticos para el primer año Milán residencial.....	121
Gráfica 39: Perfiles energéticos para el primer año en Roma residencial	122
Gráfica 40: Perfil de consumo mensual comercial de Italia.....	123
Gráfica 41: Perfiles energéticos para el primer año Milán Comercial.....	124
Gráfica 42: Perfiles energéticos para el primer año en Roma Comercial	124
Gráfica 43: Milán Residencial NPV vs. IR.....	125
Gráfica 44: Milán Residencial SIZE vs. IR.....	125
Gráfica 45: Milán Comercial NPV vs. IR.....	125
Gráfica 46: Milán Comercial SIZE vs. IR.....	125
Gráfica 47: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Italia residencial	126
Gráfica 48: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Italia comercial	126
Gráfica 49: Milán Residencial NPV vs. Prezzi Immissioni.....	126
Gráfica 50: Milán Residencial SIZE vs. Prezzi Immissioni	126

Gráfica 51: Milán Comercial NPV vs. Prezzi Immissioni	127
Gráfica 52: Milán Comercial SIZE vs. Prezzi Immissioni	127
Gráfica 53: Δ SIZE vs. Δ Prezzi Immissioni para Italia residencial.....	127
Gráfica 54: Δ SIZE vs. Δ Prezzi Immissioni para Italia comercial.....	127
Gráfica 55: Milán Residencial NPV vs. FC.....	128
Gráfica 56: Milán Residencial SIZE vs. FC.....	128
Gráfica 57: Milán Comercial NPV vs. FC.....	128
Gráfica 58: Milán Comercial SIZE vs. FC.....	128
Gráfica 59: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Italia residencial	128
Gráfica 60: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Italia comercial	128
Gráfica 61: Consumo mensual residencial Alemania.....	140
Gráfica 62: Perfiles energéticos para el primer año Hamburgo residencial.....	141
Gráfica 63: Perfiles energéticos para el primer año en Múnich residencial	141
Gráfica 64: Perfil de consumo mensual comercial de Alemania	142
Gráfica 65: Perfiles energéticos para el primer año Hamburgo Comercial.....	143
Gráfica 66: Perfiles energéticos para el primer año en Múnich Comercial	144
Gráfica 67: Hamburgo Residencial NPV vs. IR.....	145
Gráfica 68: Hamburgo Residencial SIZE vs. IR.....	145
Gráfica 69: Hamburgo Comercial NPV vs. IR.....	145
Gráfica 70: Hamburgo Comercial SIZE vs. IR.....	145
Gráfica 71: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Alemania residencial	145
Gráfica 72: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Alemania comercial	145
Gráfica 73: Hamburgo Residencial NPV vs. FIT.....	146
Gráfica 74: Hamburgo Residencial SIZE vs. FIT	146
Gráfica 75: Hamburgo Comercial NPV vs. FIT	146
Gráfica 76: Hamburgo Comercial SIZE vs. FIT	146

Gráfica 77: Δ SIZE vs. Δ FIT para Hamburgo residencial	146
Gráfica 78: Δ SIZE vs. Δ FIT para Hamburgo comercial	146
Gráfica 79: Hamburgo Residencial NPV vs. FC.....	147
Gráfica 80: Hamburgo Residencial SIZE vs. FC.....	147
Gráfica 81: Hamburgo Comercial NPV vs. FC.....	147
Gráfica 82: Hamburgo Comercial SIZE vs. FC.....	147
Gráfica 83: Δ SIZE vs. Δ Factor contemporaneidad Hamburgo residencial.....	148
Gráfica 84: Δ SIZE vs. Δ Factor contemporaneidad para Hamburgo comercial.....	148
Gráfica 85: Consumo mensual residencial Bélgica	159
Gráfica 86: Perfil de consumo mensual comercial de Bélgica.....	161
Gráfica 87: Perfiles energéticos para el primer año en Bruselas Comercial.....	162
Gráfica 88: Perfiles energéticos para el primer año en Flandes Comercial	162
Gráfica 89: Perfiles energéticos para el primer año en Valonia Comercial	163
Gráfica 90: Bruselas Residencial NPV vs. IR	164
Gráfica 91: Bruselas Residencial SIZE vs. IR	164
Gráfica 92: Bruselas Comercial NPV vs. IR	164
Gráfica 93: Bruselas Comercial SIZE vs. IR	164
Gráfica 94: Valonia Residencial NPV vs. IR.....	164
Gráfica 95: Valonia Residencial SIZE vs. IR.....	164
Gráfica 96: Valonia Comercial NPV vs. IR.....	165
Gráfica 97: Valonia Comercial SIZE vs. IR.....	165
Gráfica 98: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Bruselas residencial	165
Gráfica 99: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Bruselas comercial.....	165
Gráfica 100: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Valonia residencial.....	165
Gráfica 101: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Valonia comercial.....	165
Gráfica 102: Flandes Residencial NPV vs. IR	166



Gráfica 103: Flandes Residencial SIZE vs. IR.....	166
Gráfica 104: Flandes Comercial NPV vs. IR.....	166
Gráfica 105: Flandes Comercial SIZE vs. IR.....	166
Gráfica 106: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Flandes residencial.....	166
Gráfica 107: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Flandes comercial.....	166
Gráfica 108: Bruselas Residencial NPV vs. GC Price.....	167
Gráfica 109: Bruselas Residencial SIZE vs. GC Price.....	167
Gráfica 110: Bruselas Comercial NPV vs. GC Price.....	167
Gráfica 111: Bruselas Comercial SIZE vs. GC Price.....	167
Gráfica 112: Bruselas Residencial NPV vs. GC Price.....	167
Gráfica 113: Bruselas Residencial SIZE vs. GC Price.....	167
Gráfica 114: Bruselas Comercial NPV vs. GC Price.....	168
Gráfica 115: Bruselas Comercial SIZE vs. GC Price.....	168
Gráfica 116: Δ SIZE vs. Δ GC Price para Bruselas residencial.....	168
Gráfica 117: Δ SIZE vs. Δ GC Price para Bruselas Comercial.....	168
Gráfica 118: Δ SIZE vs. Δ GC Price para Valonia residencial.....	168
Gráfica 119: Δ SIZE vs. Δ GC Price para Valonia Comercial.....	168
Gráfica 120: Flandes Residencial NPV vs. GC Price.....	169
Gráfica 121: Flandes Residencial SIZE vs. GC Price.....	169
Gráfica 122: Flandes Comercial NPV vs. GC Price.....	169
Gráfica 123: Flandes Comercial SIZE vs. GC Price.....	169
Gráfica 124: Δ SIZE vs. Δ GC Price para Flandes residencial.....	169
Gráfica 125: Δ SIZE vs. Δ GC Price para Flandes comercial.....	169
Gráfica 126: Bruselas Residencial NPV vs. FC.....	170
Gráfica 127: Bruselas Residencial SIZE vs. FC.....	170
Gráfica 128: Bruselas Comercial NPV vs. FC.....	170



Gráfica 129: Bruselas Comercial SIZE vs. FC	170
Gráfica 130: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Bruselas residencial	170
Gráfica 131: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Bruselas comercial	170
Gráfica 132: Flandes Residencial NPV vs. FC	171
Gráfica 133: Flandes Residencial SIZE vs. FC	171
Gráfica 134: Flandes Comercial NPV vs. FC	171
Gráfica 135: Flandes Comercial SIZE vs. FC.....	171
Gráfica 136: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Flandes residencial	171
Gráfica 137: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Flandes comercial	171
Gráfica 138: Valonia Residencial NPV vs. FC	172
Gráfica 139: Valonia Residencial SIZE vs. FC.....	172
Gráfica 140: Valonia Comercial NPV vs. FC.....	172
Gráfica 141: Valonia Comercial SIZE vs. FC.....	172
Gráfica 142: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Valonia residencial	172
Gráfica 143: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Valonia comercial	172

Índice de figuras

Figura 1: Componentes de la radiación solar terrestre total.....	27
Figura 2: Coordenadas que determinan la posición solar	28
Figura 3: Estructura de una célula fotovoltaica y efecto fotoeléctrico	29
Figura 4: Elementos de un panel fotovoltaico.....	30
Figura 5: Célula monocristalina y célula policristalina.....	31
Figura 6: Célula de capa fina	31
Figura 7: Panel de Silicio Policristalino	32
Figura 8: Panel de Silicio Monocristalino.....	32
Figura 9: Esquema de Instalación conectada a red.....	33
Figura 10: Sistema de bombeo de agua con energía solar FV.....	34
Figura 11: Curva de radiación solar a lo largo del día	37
Figura 12: Evolución de la capacidad total FV instalada 2000-2012 (MW) FUENTE: EPIA	38
Figura 13: Capacidad FV total instalada en 2012 (MW,%) por países. FUENTE: EPIA	39
Figura 14: Capacidad total instalada europea por países en el año 2012. FUENTE: EPIA	40
Figura 15: Segmentación del mercado FV europeo en 2012. FUENTE:EPIA.....	40
Figura 16: Capacidad FV europea acumulada por segmentos y países en 2012 (%). FUENTE: EPIA	41
Figura 17: Auto consumo y balance neto en un SFCR	42
Figura 18: Esquema del balance energético.....	50
Figura 19: Flujos energéticos de una instalación conectada a red	51
Figura 20: Flujos energéticos mensuales para un perfil con factor de auto consumo del 75%.....	52
Figura 21: Esquema del balance energético para Francia.....	74



Figura 22: Esquema del balance energético en Reino Unido	89
Figura 23: Esquema del balance energético en Reino Unido	90
Figura 24: Esquema de los flujos energéticos y flujos económicos del modelo de Reino Unido	91
Figura 25: Esquema de los flujos energéticos entre usuario y la red eléctrica para el sistema Scambio Sul Posto de Italia.....	108
Figura 26: Esquema del balance energético en Italia.....	111
Figura 27: Esquema del balance energético en Alemania	131
Figura 28: Certificados verdes por kWh producido y precio por certificado verde para cada una de las regiones de Bélgica.	149

Índice de tablas

Tabla 1: Tarifas FIT (€/kWh) para Francia en el primer semestre del año 2013. FUENTE: CRE.....	74
Tabla 2: Parámetros energéticos aplicados en Francia	76
Tabla 3: Parámetros económicos aplicados en Francia	77
Tabla 4: Parámetros asociados al tipo de cliente en Francia	77
Tabla 5: Variables energéticas en Francia	79
Tabla 6: Variables económicas en Francia.....	80
Tabla 7: Condiciones económicas.....	81
Tabla 8: Condiciones de financiación	81
Tabla 9: IVA y Tasa de impuestos para un escenario residencial sin reducción.....	82
Tabla 10: IVA y tasa de impuestos reducidos para un residencial.....	82
Tabla 11: Precio de la luz y tasa de variación del mismo, para Francia residencial	82
Tabla 12: Óptimo Marsella residencial	82
Tabla 13: Óptimo Lion residencial	82
Tabla 14: Óptimo Burdeos residencial.....	82
Tabla 15: Condiciones económicas.....	83
Tabla 16: Condiciones de financiación	83
Tabla 17: IVA y tasa de impuestos del escenario residencial.....	83
Tabla 18: Precio de la luz para Francia comercial.....	83
Tabla 19: Óptimo Marsella comercial.....	84
Tabla 20: Óptimo Lyon comercial	84
Tabla 21: Óptimo Burdeos comercial.....	84
Tabla 22: Tarifas de generación FIT (£/kWh) en el primer semestre del 2013 para Reino Unido.	89

Tabla 23: Parámetros energéticos aplicados en Reino Unido	92
Tabla 24: Parámetros económicos para Reino Unido	94
Tabla 25: Parámetros asociados al tipo de cliente en Reino Unido	94
Tabla 26: Variables energéticas en Reino Unido	97
Tabla 27: Variables económicas en Reino Unido	98
Tabla 28: Condiciones económicas.....	98
Tabla 29: Condiciones financieras.....	98
Tabla 30: IVA, tasa de impuestos y tarifa de exportación (£/kWh) escenario residencial	99
Tabla 31: Precio de la luz para Reino Unido residencial	99
Tabla 32: Óptimo Londres residencial.....	100
Tabla 33: Óptimo Portsmouth residencial	100
Tabla 34: Condiciones económicas.....	101
Tabla 35: Condiciones financieras.....	101
Tabla 36: IVA, tasa de impuestos y tarifa de exportación escenario comercial.....	101
Tabla 37: Precio de la luz para Reino Unido comercial	102
Tabla 38: Óptimo Londres comercial.....	102
Tabla 39: Óptimo Portsmouth comercial	102
Tabla 40: Precio energía inyectada o Prezzi immissioni (€/kWh) por regiones de Italia	110
Tabla 41: Parámetros energéticos aplicados en Italia	112
Tabla 42: Parámetros económicos para Italia	114
Tabla 43: Parámetros asociados al tipo de cliente en Italia.....	115
Tabla 44: Variables energéticas en Italia	116
Tabla 45: Condiciones económicas.....	120
Tabla 46: Condiciones financieras.....	120
Tabla 47: IVA, tasa de impuestos escenario residencial	120

Tabla 48: Precio de la luz para Italia residencial.....	120
Tabla 49: Óptimo Milán residencial.....	121
Tabla 50: Óptimo Roma residencial.....	121
Tabla 51: Condiciones económicas.....	122
Tabla 52: Condiciones financieras.....	122
Tabla 53: IVA, tasa de impuestos.....	122
Tabla 54: Precio de la luz para Italia comercial.....	122
Tabla 55: Óptimo Milán comercial.....	123
Tabla 56: Óptimo Roma comercial.....	123
Tabla 57: Tarifas FIT (€/kWh) en el primer semestre del 2013 para Alemania. FUENTE: EEG.....	130
Tabla 58: Parámetros energéticos aplicados en Alemania.....	132
Tabla 59: Parámetros económicos para Alemania.....	133
Tabla 60: Parámetros asociados al tipo de cliente en Alemania.....	134
Tabla 61: Variables energéticas en Alemania.....	137
Tabla 62: Variables económicas en Alemania.....	138
Tabla 63: Condiciones económicas.....	139
Tabla 64: Condiciones financieras.....	139
Tabla 65: IVA y tasa de impuestos del escenario residencial.....	139
Tabla 66: Precio de la electricidad para Alemania residencial.....	139
Tabla 67: Óptimo Hamburgo residencial.....	140
Tabla 68: Óptimo Múnich residencial.....	140
Tabla 69: Condiciones económicas.....	142
Tabla 70: Condiciones financieras.....	142
Tabla 71: IVA y tasa de impuestos escenario comercial.....	142
Tabla 72: Precio de la luz para Alemania comercial.....	142

Tabla 73: Óptimo Hamburgo comercial.....	143
Tabla 74. Óptimo Múnich comercial	143
Tabla 75: Certificados verdes/kWh producido asignados cada año (GC per kWh _t) en la región de Valonia	149
Tabla 76: Parámetros energéticos aplicados en Bélgica	152
Tabla 77: Parámetros económicos para Bélgica.....	153
Tabla 78: Parámetros asociados al tipo de cliente en Bélgica	154
Tabla 79: Variables energéticas para Bélgica.....	155
Tabla 80: Variables económicas en Bélgica	157
Tabla 81: Condiciones económicas.....	158
Tabla 82: Condiciones financieras.....	158
Tabla 83: IVA y tasa de impuestos del escenario residencial.....	158
Tabla 84: Precio de la electricidad para Bélgica residencial	158
Tabla 85: Óptimo Bruselas residencial	159
Tabla 86: Óptimo Flandes residencial	159
Tabla 87: Óptimo Valonia residencial	159
Tabla 88: Condiciones económicas.....	160
Tabla 89: Condiciones financieras.....	160
Tabla 90: IVA y tasa de impuestos escenario comercial	160
Tabla 91: Precio de la luz para Bélgica comercial	160
Tabla 92: Óptimo Bruselas comercial	161
Tabla 93: Óptimo Flandes comercial.....	161
Tabla 94: Óptimo Valonia comercial.....	161
Tabla 95: Histórico de tarifas eléctricas en Europa desde 2007 (caso residencial)	179
Tabla 96: Histórico de tarifas eléctricas en Europa desde 2007 (caso comercial)	180
Tabla 97: Horas solares mensuales en Francia y Bélgica (kWh/kWp)	181



Tabla 98: Horas solares mensuales en Reino Unido, Italia y Alemania (kWh/kWp) ...	181
Tabla 99: Tarifas Feed-In Tariff actualizadas para Francia.....	182
Tabla 100: Tarifas de exportación para Reino Unido	182
Tabla 101: Parámetro de regresión estándar	183
Tabla 102: Tarifas de generación para Reino Unido.....	183
Tabla 103: Tarifas Feed-In-Tariff mensuales para Alemania	184
Tabla 104: Precio de los Certificados Verdes (GC) para Valonia y Bruselas.....	185
Tabla 105: Precio de los Certificados Verdes (CG) para Flandes ($P \leq 250\text{kW}$)	185
Tabla 106: Precio de los Certificados Verdes (GC) para Flandes ($P > 250\text{kW}$)	186

1. Introducción y objetivos

1.1 Introducción

El constante crecimiento de las necesidades energéticas, unido al cambio climático producido por la emisión de gases al medio ambiente, hace de las renovables una alternativa excelente a las fuentes de energía tradicionales.

Europa ha apostado por este tipo de energías, comprometiéndose a un objetivo de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) iniciado por el Protocolo de Kyoto en 2005 y la prorrogación del mismo hasta el 2020, por el que trata de cubrir un 20 % del consumo por energías renovables. Con esta apuesta no solo quiere solucionar el problema de las elevadas emisiones de GEI, también quiere reducir la dependencia energética del continente.

“Si se cubriese un 0.7% de la superficie de Europa con módulos fotovoltaicos, se podría abastecer al 100% del continente, además cada kWh producido por fotovoltaica ahorra 1kg de CO₂ liberado a la atmósfera por generación eléctrica con carbón”. Esto unido a que el sol es una fuente inagotable de energía y no daña al medio ambiente, hace de la energía fotovoltaica una opción muy interesante.

Por ello, los gobiernos europeos han tomado medidas de incentivación para la producción de energía mediante fuentes renovables¹. La incentivación de las energías renovables y en concreto de la energía solar fotovoltaica, está regulada por la legislación de cada país, existiendo diferentes esquemas, que persiguen objetivos distintos.

El esquema FIT (Feed In Tariff) consiste en un mecanismo en el cual los productores de energías renovables tienen un contrato por una larga duración en la que se garantiza que la energía que inyectan en red va a ser comprada, normalmente por la compañía eléctrica distribuidora, valorada a una tarifa FIT regulada por el gobierno. El valor de la tarifa dependerá del tipo de instalación y de su dimensión principalmente, además se encuentra influida por los cambios en el sector. Con este tipo de esquema se trata de incentivar la producción de energía renovable.

Los certificados verdes (Green Certificates) representan el valor del beneficio social y medioambiental que aporta la generación de electricidad (verde) por fuentes de energía renovable (FER), como es la fotovoltaica. Estos certificados o sellos son transferibles, es decir, se pueden vender y comprar por los productores o

¹ Las energías renovables más conocidas y utilizadas son las que utilizan como recurso el sol: energía solar (englobando la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica) y el viento: energía eólica. Aunque también se aprovecha energía del núcleo de la tierra (energía geotérmica), de los embalses (energía hidráulica), del mar (energía oceánica) y de la materia vegetal y animal (energía de la biomasa).

consumidores como prueba de la producción o consumo de electricidad renovable. Este tipo de mecanismo se ha implantado con éxito en otros mercados como el de emisión de CO₂, con un notable éxito de acuerdo a un sistema de penalizaciones e incentivos.

El método de balance neto consiste en un sistema de compensación por la diferencia entre la energía producida en exceso (que se inyectará en la red eléctrica) y el consumo. Permite reducir a los consumidores de electricidad FV sus facturas eléctricas, ya que cuando la producción supere la demanda de energía la compañía descontará ese valor en el consumo futuro. El objetivo de este sistema es poder ajustar el perfil de consumo al perfil de producción, ya que en los momentos de excedentes de producción se inyectará en la red y en momentos en los que la producción no cubra la demanda se dispondrá de ellos.

Además de estos mecanismos externos, todo productor puede consumir directamente toda o parte de su energía producida “in situ” e instantáneamente, es lo denominado auto consumo.

Es cierto que realizar una inversión en una instalación renovable puede suponer un coste extra respecto a otras tecnologías; sin embargo, existen sistemas de incentivos fiscales tales como subvenciones, reducciones o exención de impuestos que ayudan a afrontar estos costes. El objetivo es concienciar a las personas, e impulsar el mercado, pero no se puede basar en este tipo de ayudas.

Conociendo este tipo de esquemas rápidamente se observa una clara diferencia entre un enfoque hacia la producción de energía renovable y un enfoque orientado al consumo. El primero está promovido por el esquema FIT y el de los certificados verdes, lo que hace al productor muy dependiente del sistema de incentivos a la producción. Sin embargo, a medida que el sector se hace más maduro, la competitividad aumenta, lo que supone una mejora en las tecnologías y una disminución en los precios de los sistemas de producción. Con esta disminución de precios, la posible eliminación de incentivos mediante sistemas FIT y la tendencia al aumento de los precios de la electricidad; el balance neto y el auto consumo son una gran opción, ya que basa sus beneficios en el ahorro de la factura eléctrica en vez de las subvenciones económicas y venta de energía.

Por tanto, con este nuevo enfoque orientado hacia el consumo de energía renovable el problema de dimensionado de una instalación se complica, frente a un enfoque orientado a la producción en el que el tamaño óptimo simplemente era el máximo que permitiese aprovechar las economías de escala. Si una persona o compañía quiere beneficiarse de la producción de energía renovable, en concreto fotovoltaica, es muy importante conocer qué dimensión debe instalar para su consumo y poder tener la máxima rentabilidad a su inversión.

En conclusión, para aprovechar al máximo las ventajas que ofrece la fotovoltaica será muy útil para un consumidor que desea unirse al desarrollo sostenible, disponer de una herramienta que le permita conocer qué dimensión es la más adecuada, de acuerdo a sus necesidades y al sistema de incentivos que le corresponde.

1.2 Objetivo del proyecto

Con este proyecto se busca crear e implementar una herramienta que determine la dimensión óptima de una instalación fotovoltaica conectada a red, de acuerdo a las necesidades energéticas mensuales de un usuario concreto. Para llevar a cabo este proyecto se han establecido unos objetivos concretos:

1. Creación de un modelo matemático que permita obtener el tamaño óptimo de una instalación para conseguir la máxima rentabilidad de la inversión.
2. Implementación del modelo matemático utilizando una herramienta informática adecuada.
3. Creación de una interfaz intuitiva que permita a un usuario concreto conocer tanto el tamaño óptimo de la instalación como cada una de las variables económicas y energéticas que intervienen en modelo.
4. Aplicación del modelo a diferentes países europeos (Francia, Italia, Alemania, Reino Unido y Bélgica) teniendo en cuenta las distintas legislaciones.
5. Resolución del modelo para distintos casos y análisis del sector en base a los resultados obtenidos.

1.3 Estructura del proyecto

Este proyecto se divide en seis capítulos, siendo éste el primero, en el que se ha ubicado el proyecto en un contexto que permite comprender la motivación de su realización y se ha expuesto una serie de objetivos concretos que se quieren alcanzar con el mismo.

En el segundo capítulo se realiza una introducción teórica a todos los conceptos necesarios para comprender más en detalle el problema. Se exponen cuatro bloques teóricos: en primer lugar, una introducción teórica en la que se relata qué es la energía fotovoltaica, cuáles son los tipos de tecnologías que hay, en qué consiste una instalación fotovoltaica conectada a red, sus componentes y como calcular la energía producida por esta instalación. A continuación se ha realizado una introducción al mercado fotovoltaico que describe la situación actual en términos de capacidad instalada y el papel de Europa dentro del mismo. Finalmente se expone una breve introducción al análisis de inversiones y una descripción de los costes de energía asociados que son utilizados más adelante para poder establecer conclusiones.

El tercer capítulo comienza con una descripción del problema seguido de un apartado en el que explica la herramienta matemática utilizada, la programación lineal y su adecuación. A continuación se describe la herramienta de software utilizada para la implementación y resolución del problema, y por qué se eligió. Finalmente, se realiza la construcción del modelo genérico en el que describe una serie de conceptos



previos, y los elementos de todo modelo de programación lineal: datos del modelo, variables de decisión y función objetivo.

El cuarto capítulo es una aplicación del modelo genérico a todos los casos: Francia, Reino Unido, Italia, Alemania y Bélgica. Para cada uno de los países se expone una introducción al sistema de incentivos asociado, el balance energético de partida y los flujos económicos asociados: ingresos derivados del sistema de incentivos y ahorros en la factura eléctrica derivados del autoconsumo, a partir de los cuales se desarrollará una cuenta de resultados. A continuación el modelo matemático concreto, y por último la solución obtenida del mismo (óptimo) en diferentes escenarios y un análisis de sensibilidad para validar el modelo.

El quinto capítulo contiene las conclusiones personales y trabajos futuros propuestos basados en este proyecto.

En el sexto capítulo se encuentran las referencias bibliográficas consultadas.

2. Introducción teórica

Este apartado trata de introducir conceptos claves relacionados con la energía fotovoltaica como tecnología y como mercado. Seguido de un apartado que relata una iniciación al análisis de inversiones y finalmente, la explicación de una serie de costes asociados a la energía desde el punto de vista del consumidor (COE) y desde una perspectiva del productor (LCOE).

2.1 Introducción a la energía fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad, gracias a un dispositivo denominado célula solar.

Los factores principales que participan en este proceso son: el sol (input), el efecto fotovoltaico (fenómeno físico en el que se basa esta transformación) y la célula fotovoltaica (dispositivo donde tiene lugar). Cada uno de ellos serán explicados a continuación:

1. RECURSO SOLAR

La radiación solar es la forma en la que los rayos del sol llegan a la Tierra, y su valor se puede medir con las magnitudes:

- Irradiancia (G): densidad de potencia incidente en una superficie, es decir, es la energía solar que llega a una superficie por unidad de tiempo y por unidad de área. Sus unidades son kW / m^2 .
- Irradiación (H): energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un periodo de tiempo. Se mide en $\text{kWh} / \text{m}^2\text{-día}$.

Los rayos del sol pueden alcanzar la superficie terrestre de tres formas diferentes. Por tanto la radiación solar total incidente en una superficie terrestre se puede expresar como la suma de las componentes:

- Radiación directa: formada por los rayos procedentes directamente del Sol, es decir, que no llegan a ser dispersados. Depende del momento del día, la estación y las condiciones del cielo.
- Radiación difusa: aquella procedente de toda la bóveda celeste excepto la que llega directamente del sol, originada por los efectos de dispersión. En días soleados puede suponer un 10%, mientras que en días nublados puede alcanzar un porcentaje mucho mayor 50%.

- Albedo: es la radiación reflejada por los efectos del entorno: suelo, montañas, lagos... Si los materiales son muy reflectantes puede tener una contribución importante.

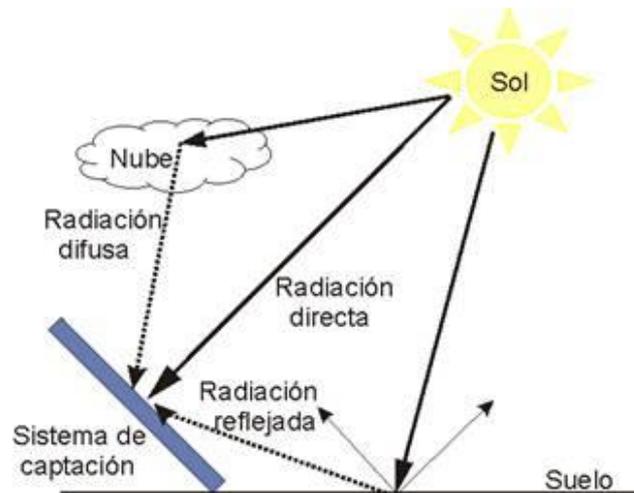


Figura 1: Componentes de la radiación solar terrestre total

- Factores variables de los que depende la radiación solar

La radiación solar que recibe la superficie terrestre no es la misma ni en todo momento (época del año con diferentes condiciones atmosféricas, hora del día...) ni para todas las localizaciones geográficas.

Aunque resulte obvio, no es lo mismo la irradiación que recibirá una superficie horizontal en Madrid (España) en el mes de julio ($7310 \text{ Wh/m}^2\text{-día}$)², que una en Berlín (Alemania) en pleno mes de Diciembre ($454 \text{ Wh/m}^2\text{-día}$)³. Debido a la localización (coordenadas geográficas) y el mes, la distancia del sol respecto de la Tierra es diferente, además de los factores atmosféricos como por ejemplo, la presencia de nubes y lluvia que podría darse en Alemania en esa época del año acentuará los efectos de dispersión de la radiación solar.

Por tanto, se puede decir que la radiación o irradiación solar total que incide sobre una superficie se ve afectada por unos factores atmosféricos/meteorológicos y unos factores geográficos. Los primeros son difíciles de definir, sin embargo los

² Valor de Irradiación en el plano horizontal para una localidad de Madrid de coordenadas ($40^{\circ}25'0''$ Norte, $3^{\circ}42'13''$ Oeste) y 665 m altura sobre el nivel del mar.

³ Valor estimado de la Irradiación en el plano horizontal para una localidad en Berlín de coordenadas $52^{\circ}31'9''$ Norte, $13^{\circ}24'21''$ Este), y 38 m sobre el nivel del mar.

Ambos valores son estimaciones en términos mensuales medios, obtenidos a partir de una herramienta denominada PV GIS.

geográficos se conocen con certeza y quedan definidos por las coordenadas solares (orientación e inclinación respecto de la horizontal) y la localización, que permiten determinar la posición solar relativa respecto de la superficie considerada.

Conociendo la dependencia de estos parámetros hablaremos de irradiancia estándar (G_0) igual a $1000\text{W}/\text{m}^2$, como el valor máximo que puede alcanzar la densidad de potencia que incide en un plano horizontal de la superficie terrestre un día soleado a mediodía. Mientras que la cantidad total de energía o irradiación (kWh) que incide sobre una superficie en un periodo de tiempo definido vendrá estimado para unas condiciones meteorológicas concretas, localización, orientación e inclinación.

Coordenadas solares:

Para determinar la posición del sol respecto a un punto de observación en la superficie terrestre, se utilizan las coordenadas:

- Azimut (β): es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol. Definiendo el sur como el ángulo azimuth cero, el norte como 180° , este como 90° y oeste como 270° .
- Elevación (α): es el ángulo que indica la altura del sol sobre el horizonte y su complementario es el ángulo cenital.

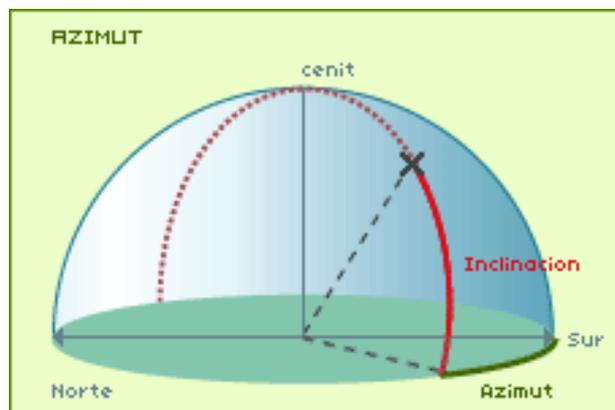


Figura 2: Coordenadas que determinan la posición solar

Es muy importante una orientación e inclinación adecuada de los paneles solares ya que permite captar la máxima radiación incidente posible.

2. CÉLULA SOLAR Y EFECTO FOTOVOLTAICO:

El dispositivo sobre el cual incide la luz se denomina célula fotovoltaica y es capaz de transformar la energía de la radiación solar en energía eléctrica mediante el

efecto fotovoltaico. Está formado por una placa delgada de material semiconductor (silicio o boro), correctamente tratada y recubierta de un material fotosensible.

Efecto fotoeléctrico:

La luz proveniente del sol incide en forma de partículas llamadas fotones (que contienen energía) sobre la superficie del material semiconductor (la célula fotovoltaica), si este fotón es absorbido provoca el salto de un electrón a otra posición. El hueco generado trata de ser ocupado por otro electrón, lo que da lugar a un flujo de electrones. Se crea una diferencia de potencial, que genera una corriente eléctrica.

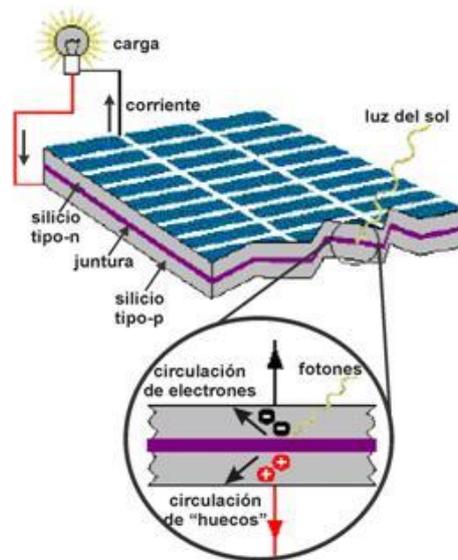


Figura 3: Estructura de una célula fotovoltaica y efecto fotoeléctrico

2.1.1 Módulo solar o paneles:

Cada célula solar produce alrededor de 0.5 V, por lo que para conformar el módulo se agrupan en disposición serie/paralelo hasta conseguir unos valores de tensión y corriente adecuados.

Por tanto un módulo fotovoltaico consiste en una agrupación de células solares, encapsuladas (selladas al vacío) y protegidas por una capa de cristal y otra de plástico rígido, que las protegen de las condiciones del medio ambiente y favorecen la captación de energía luminosa. Además rodeado de un marco metálico, normalmente de aluminio cuya misión es aportar rigidez y estanqueidad al conjunto, permitiendo acoplarse a la estructura de soporte, normalmente mediante unos taladros.

- Estructura del módulo fotovoltaico:

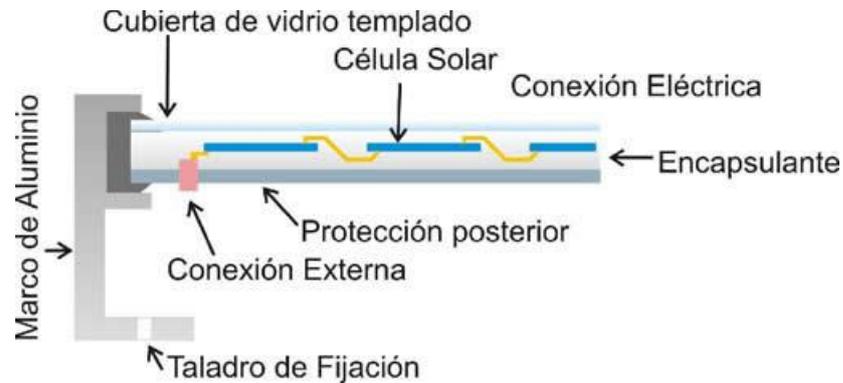


Figura 4: Elementos de un panel fotovoltaico

- Parámetros de un módulo fotovoltaico:

El parámetro estandarizado que define las características de potencia se denomina potencia pico P^* (medida en vatios pico Wp), y es la potencia máxima entregada por el módulo en condiciones estándar de funcionamiento (STC), es decir, cuando recibe una irradiancia de 1 kW/m^2 y la célula está a una temperatura de 25° (no temperatura ambiente).

Rendimiento del módulo: es el cociente entre la potencia producida por el módulo y la potencia de la radiación incidente sobre la superficie del panel.

Un buen rendimiento del módulo indica un mayor aprovechamiento de la superficie, por tanto cuanto mayor sea este factor, menor será la superficie necesaria para instalar la potencia requerida.

$$\text{Rendimiento módulo} = \frac{P^* (Wp)}{G_0 \left(\frac{kW}{m^2}\right) \cdot A(m^2)}$$

El rendimiento del módulo se ve afectado por el valor de la irradiancia y la temperatura de operación de la célula, su dependencia respecto de estos factores depende de la tecnología fotovoltaica empleada.

- TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS:

Existen diferentes tecnologías empleadas para la fabricación de los módulos fotovoltaicos, según la composición y la estructura de la célula solar.

El material más utilizado para la construcción de paneles fotovoltaicos es el Silicio, ya que es un material muy abundante en la Tierra, presenta una vida útil de

más de 40 años sin apenas mantenimiento y es fácilmente manejable. Históricamente las tecnologías más utilizadas para la fabricación de módulos fotovoltaicos son:

- Silicio de estructura monocristalina: su proceso de fabricación consiste en cortar obleas a partir de un cristal puro. Al tener la misma estructura en todo el material y con muy pocas imperfecciones es el de mayor rendimiento, se suelen comercializar módulos de m-Si con rendimientos de 15-20% (se han llegado a alcanzar rendimientos del 24% en laboratorio). Sin embargo, son los de mayor precio debido a que su proceso de fabricación es el más caro.
- Silicio de estructura policristalina: No presenta la misma estructura cristalina en todo el material su rendimiento (12- 14%) y su coste es menor que el del silicio monocristalino, ya que su proceso de fabricación es más barato, se obtienen formando obleas a partir de diferentes cristales de silicio.

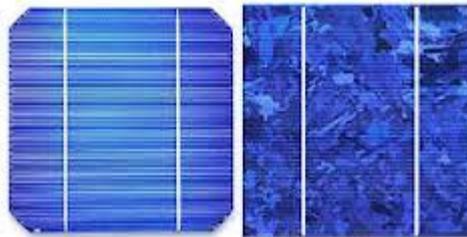


Figura 5: Célula monocristalina y célula policristalina

- Tecnologías de capa fina TF (thin film solar cell): entre las que destacan materiales como Teluro de Cadmio (Cd Te) y Diselenuro de Indio y Cobre (CIS) con rendimientos del módulo en torno al 10 y 11%. Además, se incluyen en esta clasificación el silicio amorfo (TFS), cuyo rendimiento no alcanza el 10%, este tipo de silicio se utiliza para calculadoras y relojes que aprovechan la luz del sol para funcionar.

Al tener un rendimiento mucho más bajo sería necesario una mayor superficie de instalación para captar la misma energía que con las otras tecnologías.

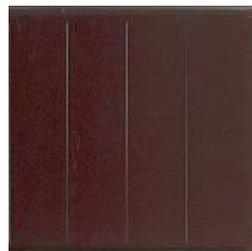


Figura 6: Célula de capa fina

De acuerdo a las tecnologías existentes, para la elección de tipo de panel u otro se deberá tener en cuenta los valores de rendimiento (ya que determinará la superficie

que se deberá cubrir con los paneles), la dependencia del mismo respecto a la temperatura e irradiancia y el precio del mismo.

Los paneles fotovoltaicos más utilizados presentan valores de potencia de 240 W y eficiencias del 15%, con tecnología de silicio cristalino. A continuación se muestran las imágenes de dos paneles de las tecnologías más utilizadas:



Figura 7: Panel de Silicio Policristalino



Figura 8: Panel de Silicio Monocristalino

2.1.2 Instalación solar fotovoltaica:

Existen principalmente dos tipos de instalaciones de energía solar fotovoltaica: conectadas a red (“grid connected”) y aisladas (“stand alone”). Estos últimos suelen contar con acumuladores o baterías para disponer de energía fuera de las horas de insolación, mientras que los segundos cuentan con la red eléctrica.

Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica (SFCR)

El objeto de estudio de este proyecto es este tipo de instalaciones, ya que permite conectar la instalación a la red eléctrica para vender la energía o bien para ajustar la curva de producción a la curva de demanda (balance neto).

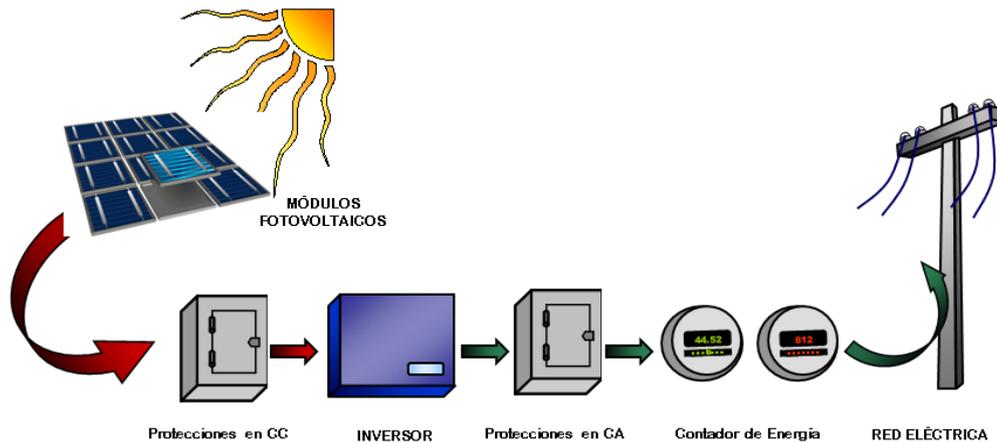


Figura 9: Esquema de Instalación conectada a red

La luz solar incide sobre los paneles o módulos fotovoltaicos, orientados e inclinados de forma adecuada para obtener la máxima irradiación de entrada posible y mediante el efecto fotoeléctrico se genera energía en corriente continua (CC), a continuación es transformada por un inversor en corriente alterna (CA), que permite inyectarla en la red a una tensión adecuada. Además en el punto de conexión dispone de un contador que permite registrar la cantidad de energía inyectada en la red y la energía producida.

Constan principalmente de los siguientes elementos:

- Campo o conjunto de paneles fotovoltaicos: producen electricidad en forma de corriente continua directamente del sol. Está formado un conjunto de módulos conectados en serie o paralelo para dar la potencia necesaria. Los módulos pueden estar montados sobre suelo o cubierta.
- Cableado: transportan la electricidad desde el módulo hasta el inversor y del inversor a la red. Se selecciona el cable de mínima sección que pueda soportar la tensión adecuada.
- Inversor: transforma la corriente continua generada en el campo fotovoltaico en alterna a 220 V y una frecuencia de 50 Hz, igual que la red eléctrica, es decir, no solo transforma la energía generada por los paneles a CA, también es capaz de cambiar el nivel de tensión en CA.

El valor en corriente alterna de la potencia de salida vendrá caracterizado por el rendimiento del inversor, por lo que interesan valores altos y con una potencia nominal del inversor (de funcionamiento) igual a la potencia pico del módulo.

- Protecciones en corriente continua (CC) y corriente alterna (CA):
Es necesaria la instalación de una serie de protecciones tanto en corriente continua como en corriente alterna para que el inversor y el módulo funcionen correctamente. El módulo está diseñado para que opere entre ciertos valores de potencia y de tensión por lo que la función de las protecciones es garantizar un buen funcionamiento del mismo.
- Contador de energía: mide la energía producida y la inyectada en red. Cuando la energía producida supera las necesidades del edificio, se inyecta en la red eléctrica. Existen contadores bidireccionales que miden tanto la inyectada como la producida.

El conjunto de elementos que componen la instalación a excepción del campo se denominan componentes BOS (Balance Of System), y su precio disminuye cada año gracias al desarrollo de las tecnologías.

El precio total de una instalación fotovoltaica conectada a red considera la suma de todos los costes de los componentes BOS, más el módulo y la mano de obra de la instalación.

Sistema fotovoltaico autónomo o aislado

Son instalaciones que no están conectadas a la red eléctrica de distribución o resulta excesivamente caro conectarla, normalmente utilizan una batería que permite acumular la energía para utilizarla por la noche.

Tienen innumerables aplicaciones entre las que destacan: la electrificación de zonas rurales o de lugares remotos donde no se puede acceder a la red eléctrica o resulta muy caro, sistemas de bombeo de agua, alumbrado de calles (farolas) y productos de consumo como calculadoras y relojes.



Figura 10: Sistema de bombeo de agua con energía solar FV

Cálculo de la energía producida por la instalación conectada a red (SFCR)

Para el dimensionado de una instalación fotovoltaica es imprescindible conocer el valor de la producción energética de la instalación, es decir el valor total de la energía en corriente alterna producida que el contador leerá.

Se supone que si un sistema fotovoltaico recibe una irradiancia de 1250 kWh/m²·año de forma perpendicular con una potencia nominal de 1kWp y en condiciones STC de funcionamiento, con todos los elementos de la instalación ideales (sin pérdidas y con rendimiento del inversor del 100%) el contador marcará una energía en CA de 1250 kWh cada año. Sin embargo, la realidad no es así, el módulo no opera siempre en condiciones estándar y los elementos del sistema no son ideales (existen pérdidas), lo que dificulta el cálculo de la producción anual.

Para facilitar su cálculo la norma UNE IEC 61724 define una serie de parámetros considerando la radiación solar incidente y todas las pérdidas del sistema. Estos parámetros son: performance ratio (PR), los índices de producción de referencia (Y_R) y final (Y_F).

- Irradiación solar incidente en el periodo considerado t (kWh/m²):

$H_{a,t}(\alpha, \beta)$, es la energía solar que incide sobre los paneles fotovoltaicos con una orientación e inclinación concretas.

Estos valores vienen dados por herramientas de simulación, pueden tomarse también valores diarios, mensuales o anuales.

- Pérdidas del sistema:

Son aquellas que impiden las condiciones ideales, y hacen que el valor de la energía de salida de la instalación sea menor que la energía de incidencia sobre el campo fotovoltaico.

Según la asociación de fotovoltaica española ASIF, las principales pérdidas que se pueden presentar en un sistema fotovoltaico conectado a red son:

- Pérdidas por errores de diseño: cuando las condiciones del módulo en términos de potencia no coinciden con las teóricas del fabricante.
- Pérdidas del conexionado de CC o Mismatch: cuando se conectan módulos que no tienen las mismas características de potencia (diferente tensión y corriente), se producen pérdidas.
- Pérdidas por sombras: Puede referirse tanto a las sombras originadas de unos paneles sobre otros, como a las sombras generadas en algún momento del día, debido a los objetos entorno de la instalación. Esto

supone una disminución del valor de la Irradiancia e incluso provocar pérdidas por Mismatch, ya que los módulos o las células sombreadas producirían menos potencia, dando lugar a desequilibrios entre unos y otros.

- Pérdidas por polvo y suciedad: la deposición de polvo y otras materias sucias da lugar a una disminución de la potencia entregada por el campo fotovoltaico.
- Pérdidas por temperatura: cuando la temperatura de la célula es mayor de 25º el rendimiento del módulo disminuye y por tanto, el valor de la potencia en continua que entra en el inversor.
- Pérdidas en el inversor: La mayoría de los inversores trabajan con un rendimiento del 95%, lo que supone una pérdida de energía en el proceso de transformación de corriente continua a corriente alterna.
- Pérdidas en cableado y componentes CA-CC.
- Pérdidas por degradación: representa la pérdida de efectividad de los paneles debido al paso del tiempo. Su valor depende del fabricante y del tipo de tecnología utilizada.

- Performance ratio (PR):

Es el rendimiento total de la instalación en términos de condiciones reales, recoge el efecto de todas las pérdidas mencionadas anteriormente, es un factor independiente de las condiciones de irradiación consideradas y de la potencia de la instalación.

Además se puede definir como:

$$PR = \frac{E_{PROD,t}}{\frac{H_{\alpha,\beta} \cdot P^*}{G_0}}$$

Siendo:

$E_{PROD,t}$ la energía total neta producida (kWh) por la instalación en el periodo de tiempo t.

$H_{\alpha,\beta}$ (kWh/m²) la irradiación solar incidente en un plano considerado con una inclinación sobre la horizontal α y orientación β , en el periodo de tiempo t considerado.

P^* (kWp) potencia pico instalada.

G_0 (1000 W/ m²) valor estándar de referencia de la irradiancia, en condiciones estándar.

Por tanto la cantidad de producción de una instalación en el periodo t se podrá obtener con la siguiente expresión:

$$E_{PROD,t} = PR \cdot \frac{H_{\alpha,\beta} \cdot P^*}{G_0}$$

- Índice de producción de referencia ($Y_{R,t}$) en el periodo t , también conocido como horas solares pico expresado en términos horas:

$$Y_{R,t} = \frac{H_{\alpha,\beta}}{G_0}$$

Es la energía teórica que le corresponde a una irradiancia promedio de 1000 W/m² a lo largo del periodo de tiempo considerado.

Por ejemplo, considerando un día, una hora solar pico será la energía equivalente (kWh) de la recibida durante una hora de irradiancia promedio de 1000 W / m², que en conjunto sumarán la misma irradiación total que la real de ese día.

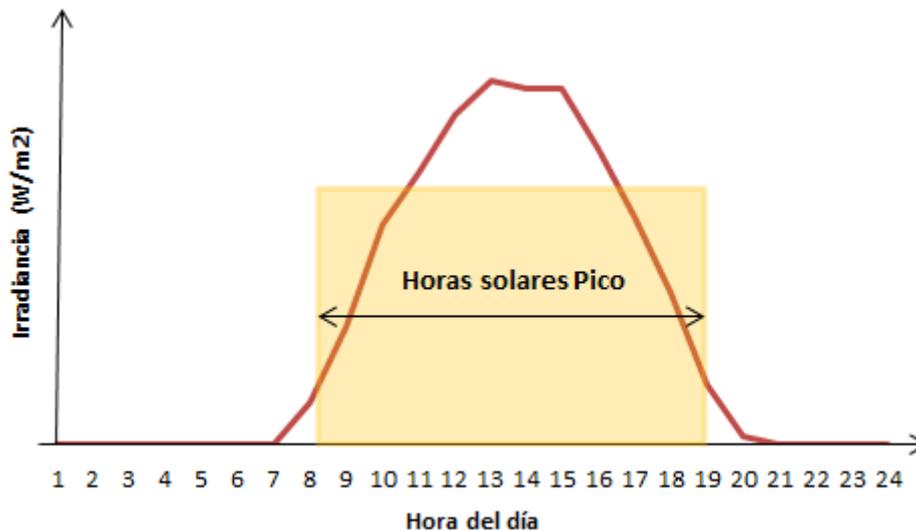


Figura 11: Curva de radiación solar a lo largo del día

- Índice de producción final (Y_F), también denominado horas solares o “yield”, es el cociente entre la energía real producida por la instalación entre la potencia pico de esa instalación:

$$Y_{F,t} = \frac{E_{PROD,t}}{P^*}$$

Se pueden relacionar los tres conceptos definidos anteriormente como:

$$PR = \frac{Y_{F,t}}{Y_{R,t}}$$

De forma que expresaremos la producción total mensual entregada por la instalación como la potencia pico de la instalación fotovoltaica por las horas solares obtenidas mediante la herramienta de simulación. El desarrollo se muestra a continuación:

$$E_{PROD,t} = PR \cdot \frac{H_{\alpha,\beta} \cdot P^*}{G_0} = \frac{Y_{F,t}}{Y_{R,t}} \cdot Y_{R,t} \cdot P^* = Y_{F,t} \cdot P^*$$

2.2 Introducción al mercado fotovoltaico

El mercado solar fotovoltaico gana fuerza cada año, el pasado año 2012 la capacidad total de FV instalada alcanzó el valor de 102 GW. Este valor es equivalente a la producción de 16 reactores nucleares de 1GW cada uno, que permite abastecer la demanda energética de 30 millones de hogares europeos. Además, gracias a la producción de energía fotovoltaica cada año evitan más de 53 toneladas de CO₂.

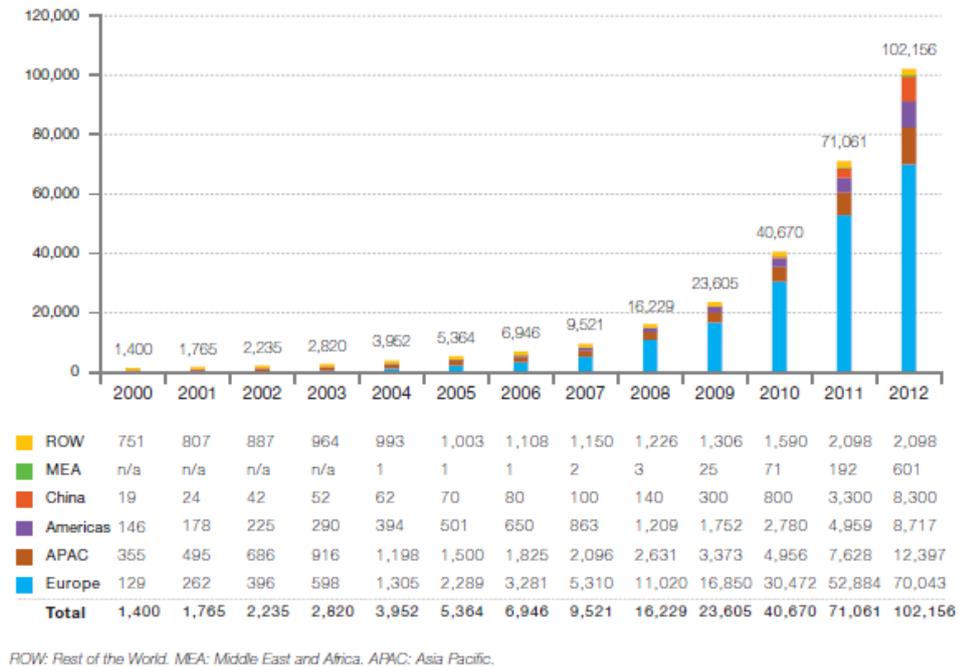


Figura 12: Evolución de la capacidad total FV instalada 2000-2012 (MW) FUENTE: EPIA

Observando la evolución de la potencia total acumulada se aprecia un crecimiento espectacular del mercado, pasando de tener una capacidad instalada FV de menos de 10 MW en el año 2007 hasta una capacidad de más de 10 veces este valor en 2012 (a pesar de las dificultades económicas derivadas de la crisis mundial).

Como consecuencia en términos de potencia instalada la fotovoltaica ha pasado a ocupar un tercer lugar a nivel mundial en el sector de las energías renovables, después de la energía eólica y la hidráulica.

En términos de capacidad instalada Alemania es líder del sector, ya que supone más de un 30% sobre el total, seguido por Italia (16%), China (8%), USA (7%) y Japón (7%).

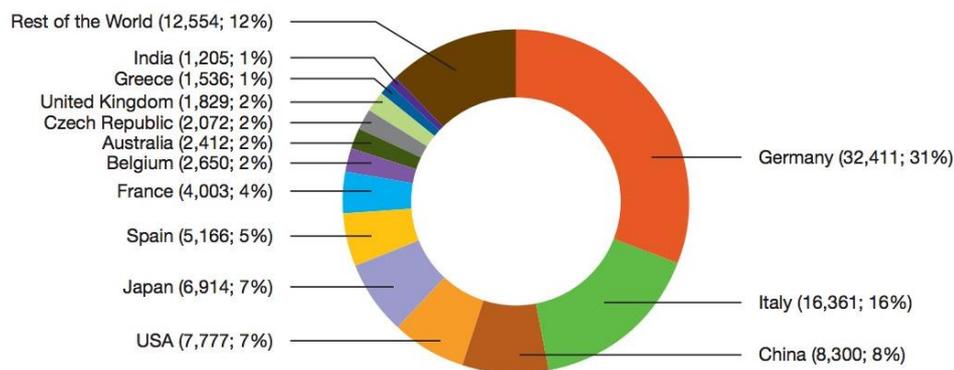


Figura 13: Capacidad FV total instalada en 2012 (MW,%) por países. FUENTE: EPIA

Por tanto, se observa un sector liderado por Europa (solo Alemania e Italia abarcan más del 50% de la capacidad total), donde la potencia instalada acumulada a final del año 2012 alcanza el impactante valor de 71 GW, el 70% de la energía total instalada de en el mundo.

2.2.1 Mercado fotovoltaico europeo:

En el pasado año 2012 se han instalado 17 GW de nueva capacidad en Europa, alcanzando los 71 GW de potencia, un 70% de la capacidad mundial.

Como consecuencia la energía fotovoltaica en Europa ha pasado a ocupar el primer puesto como fuente de energía renovable, e incluso a participar en el mix eléctrico ya que puede abastecer un 2.6% de la demanda energética eléctrica en Europa y un 5.2% de la demanda energética pico europea.

El motivo de este aumento de competitividad ha sido el desarrollo de las tecnologías del sector, con la consiguiente bajada de los precios en los módulos y componentes BOS, y un aumento de la eficiencia de las instalaciones.

El mercado fotovoltaico europeo tiene una estructura muy diferente de unos países a otros, cada país presenta una evolución, debido tanto a las diferencias en el modelo de incentivos como en los segmentos sobre los que se desarrolla.

En términos de capacidad instalada destacan en primer lugar Alemania, seguida de Italia, Francia, Reino Unido y Bélgica, países en los que se centra este proyecto.

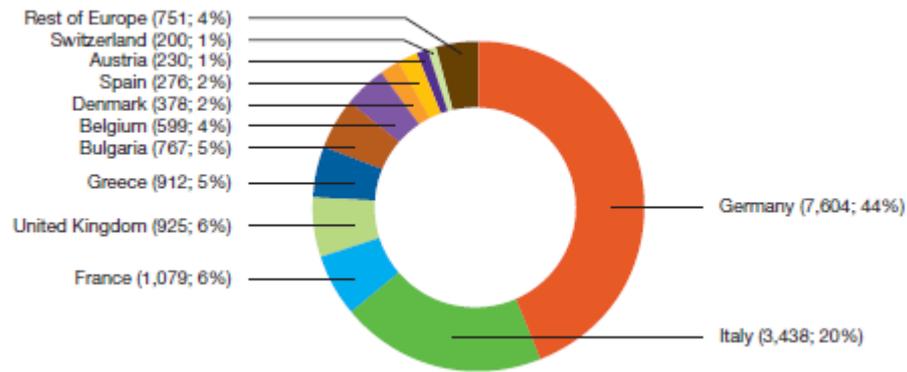


Figura 14: Capacidad total instalada europea por países en el año 2012. FUENTE: EPIA

El mercado fotovoltaico europeo se centra en cuatro segmentos: residencial, comercial, industrial sobre tejado e instalaciones sobre tierra (ground mounted). Los criterios de clasificación dependen de cada país, aunque generalmente la diferencia entre residencial, comercial e industrial no solo es el tamaño de la instalación sino también la naturaleza del inversor (particular o empresa) y el régimen de precios de electricidad acordado.



Figura 15: Segmentación del mercado FV europeo en 2012. FUENTE: EPIA

Observando la gráfica anterior podemos ver que el sector FV, en el año 2012, se ha centrado en las instalaciones comerciales sobre tejado y las instalaciones sobre tierra. Sin embargo, en la siguiente figura vemos que en países como Bélgica y Reino Unido el sector residencial tiene gran importancia.

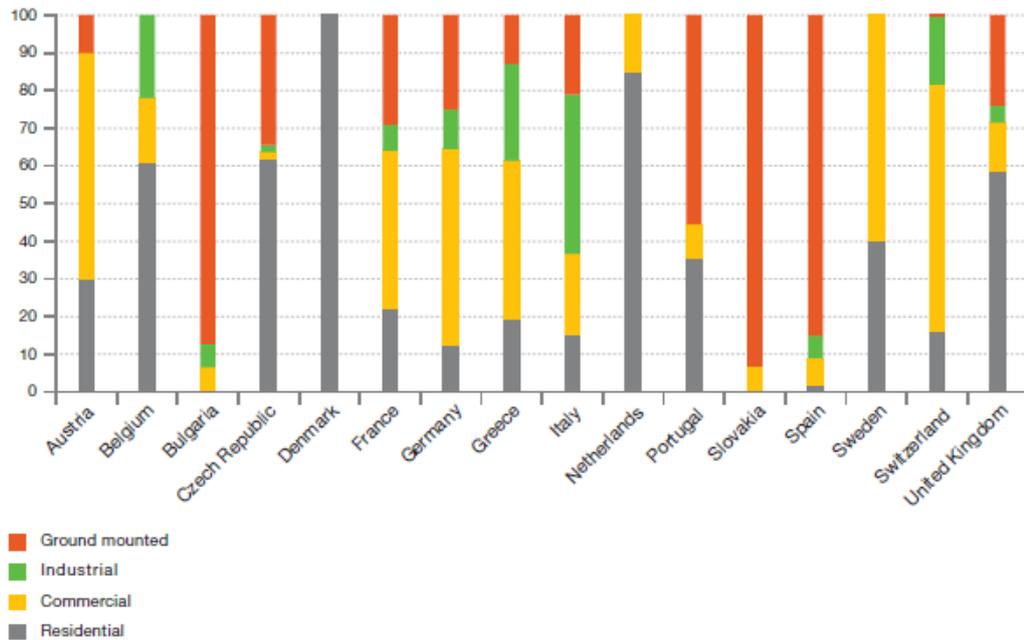


Figura 16: Capacidad FV europea acumulada por segmentos y países en 2012 (%). FUENTE: EPIA

En resumen, el mercado fotovoltaico está en auge, se ha producido un crecimiento espectacular en los últimos años llegando a alcanzar 102 GW de potencia instalada, de los cuales Europa supone el 70%.

Además, la energía fotovoltaica está alcanzando una competitividad en el sector eléctrico en algunos países europeos, como en Alemania y Reino Unido, en el que los ingresos derivados de la venta de energía y/o los sistemas de incentivos correspondientes superan al coste de la energía en términos de inversión y mantenimiento. Esto se conoce como la paridad de la red, “grid parity” en inglés.

Sin embargo, en un futuro no muy lejano los sistemas de incentivos a la venta de energía tenderán a desaparecer (FIT) y el precio de la electricidad, sujeto a una situación de incertidumbre respecto a las decisiones de los gobiernos, a subir; dando lugar a otra perspectiva, en la que el desarrollo del mercado fotovoltaico pasará a estar dirigido por los ahorros de energía y tomarán fuerza sistemas como el balance neto y el auto consumo, sobre todo en segmentos como el residencial y comercial.

2.2.2. Auto consumo y balance neto o “net metering”

Como se ha dicho anteriormente el auto consumo y balance neto son una apuesta fuerte al no depender de los sistemas de incentivos a la producción, y al entorno de incertidumbre que lo globa.

Ambos mecanismos permiten consumir la energía producida por la instalación y por tanto ahorrar de la factura eléctrica lo correspondiente a esa energía. Hay una

diferencia entre el auto consumo instantáneo que permite aprovechar la energía producida por los paneles fotovoltaicos en el momento de producción y el auto consumo diferido, que permite consumirla en un momento distinto al que se generó la energía. Esta última variante, se consigue gracias al balance neto, ya que permite inyectar en la red los excesos de producción y disponer de ellos cuando sea necesario.

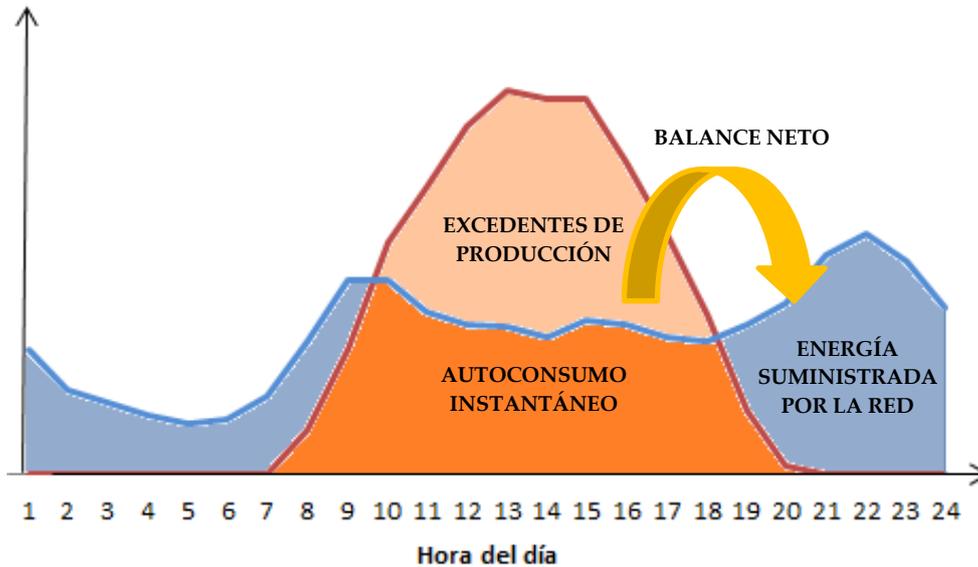


Figura 17: Auto consumo y balance neto en un SFCR

En la figura anterior se muestran dos curvas típicas de producción (línea roja) y consumo (línea azul). La energía producida a lo largo del día no es la misma que la curva de consumo, solamente se puede cubrir con energía fotovoltaica de forma instantánea la parte del consumo correspondiente a las horas de sol (la parte sombreada en naranja) y el resto de la energía producida será un excedente. Al estar conectada a red, la parte del consumo que no se abastece con energía fotovoltaica será suministrada por la red (parte sombreada azul). Mediante el balance neto, se consigue que los excedentes puedan inyectarse en red para disponer de ellos más adelante.

Por tanto si se dimensiona la instalación correctamente, se conseguirá un equilibrio entre la energía producida y el consumo, o lo que es lo mismo el área correspondiente a los excedentes iguale al área sombreada en azul.

2.3 Introducción al análisis de inversiones

La instalación de un sistema fotovoltaico supone una inversión y como toda inversión tiene gran importancia realizar un análisis con detenimiento.

El horizonte temporal o vida del proyecto es el tiempo que transcurre desde el inicio de la inversión hasta que deja de producir ingresos. En el caso de este proyecto el

horizonte temporal considerado será el de la vida útil⁴ de un módulo fotovoltaico, 20 años, ya que consideramos no solo los ingresos provenientes de subvenciones, sino también de los ahorros en la factura eléctrica.

CASH FLOW

Son los flujos monetarios reales. La inversión genera un conjunto de ingresos cada año t o entradas monetarias y exige para su desarrollo una serie de pagos o salidas monetarias, dando lugar a un balance neto CF_t al final de cada ejercicio.

Para el cálculo del CF_t partiremos de una cuenta de resultados por lo que en la siguiente página se muestra un esquema que explica el concepto de cada variable que interviene en el Cash Flow.

$$CF_t = ENTRADAS_t - SALIDAS_t$$

ENTRADAS:

- Ingresos (Revenue)
- Ahorros (Savings)
- Subvenciones (Deductions)

SALIDAS:

- Gastos operativos (OPEX)
- Inversiones de capital (CAPEX)
- Impuestos (TAXES)
- Gastos financieros (Annual Fee)

Se considera el Cash Flow al final de cada proyecto, pero presenta un problema, no considera el periodo en el que fue evaluado, valoran igual los beneficios presentes que los futuros. Por tanto, es necesario analizar la rentabilidad del proyecto basándonos en otros criterios que consideren el factor temporal como son el TIR (IRR) y el VAN (NPV).

VAN Y TIR

El dinero posee un “valor temporal”, es decir, a igualdad de cantidad, valen más los flujos presentes frente a los futuros porque pueden ser reinvertidos. La tasa de interés compuesto establece el valor temporal del dinero. Si invertimos un capital

⁴ La vida útil de un sistema indica el periodo de tiempo al final del cual se recomienda la reposición del mismo debido a que la operatividad del sistema es demasiado baja y/o los costes de operación y mantenimiento demasiado altos.

inicial de I_0 a una tasa de descuento r , el valor del capital dentro de N (valor futuro) años será:

$$I_N = I_0 \cdot (1 + r)^N$$

De manera inversa, si queremos conocer el valor actual de un gasto o un beneficio obtenido al final de N años, el valor actual de ese capital será:

$$I_N = \frac{I_0}{(1 + r)^N}$$

En este caso r se denomina tasa de descuento.

- VAN (Valor Actual Neto) o NPV (Net Present Value): el valor actual neto de todo proyecto al comienzo del primer año (año 0), es la suma de los valores actualizados de los flujos de caja menos el desembolso inicial realizado I_0 .

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^N CF_t \cdot \frac{1}{(1 + r)^t}$$

Siendo I_0 la inversión inicial realizada, r la tasa de descuento, N el número de años que dura la inversión.

Para que una inversión se considere rentable mediante este criterio el VAN tiene que ser positivo, ya que expresa que el valor de las entradas es mayor que el de las salidas.

- TIR (Tasa Interna de Rentabilidad) o IRR (Internal Rate of Return): es aquel valor de r que hace que el VAN sea 0, es decir, tasa de actualización que iguala el valor actual de todos los ingresos del capital invertido y el valor actual de los gastos generados por la inversión realizada. Se calcula de la siguiente forma:

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^N CF_t \cdot \frac{1}{(1 + IRR)^t} = 0$$

Es un indicador de la rentabilidad del proyecto, y cuanto mayor sea su valor más rentable será la inversión.

Para que un proyecto sea atractivo el valor del TIR debe superar un valor de referencia, la tasa de oportunidad.

El valor de la tasa de oportunidad es un valor subjetivo que depende del inversor, ya que recoge el efecto del riesgo que supone realizar esa inversión y dejar de realizar otras que pudiesen sacar mayor rentabilidad.

2.4 Costes de energía: LCOE, PV LCOE, PV COE y Non-PV COE

Además de analizar la inversión por medio de conceptos tan conocidos como son el VAN y flujos de caja, existen cuatro costes diferentes que nos permiten analizar los beneficios de instalar un sistema fotovoltaico desde dos perspectivas: producción y consumo.

En primer lugar, los ratios LCOE y PV LCOE (para un determinado productor) permiten conocer el coste unitario de la energía producida por la instalación. Mientras que los costes COE y PV COE, representan el coste unitario de la energía consumida de la red eléctrica valorada a la tarifa eléctrica, teniendo en cuenta los incrementos de precio esperados cada año.

Se detallan a continuación:

LCOE (Levelized Cost of Energy) o Coste nivelizado de la energía:

Mide el coste unitario de la energía producida, es decir, es el cociente entre el valor actual neto de la suma de las inversiones realizadas y los costes de mantenimiento asociados a la instalación entre el valor actual neto de la energía producida (Production).

$$LCOE = \frac{\sum_t \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{Production_t}{(1+r)^t}}$$

Siendo:

$CAPEX_t$ las inversiones realizadas en el año t

$OPEX_t$ los gastos de mantenimiento realizados en el año t

r el ratio de descuento considerado

$Production_t$ la energía producida en el año t

Este coste unitario solo tiene en cuenta parámetros tecnológicos del sistema, es independiente del consumidor o del sistema de incentivos disponible, por ello, es un ratio ideal para comparar la competitividad entre las diferentes tecnologías disponibles.

PV LCOE (Photovoltaic Levelized Cost of Energy)

También mide el coste unitario de la energía fotovoltaica producida, pero para un determinado consumidor. Este ratio incluye además de las inversiones, los costes financieros y el ahorro de impuestos asociados a los costes de mantenimiento (OPEX), costes financieros y amortizaciones.

$$PVLCOE = \frac{\sum_t \frac{CAPEX_t + (OPEX_t + Financial\ costs_t) \cdot (1 - Tax\ rate) - Ammortizations_t \cdot Tax\ rate}{(1 + r)^t}}{\sum_t \frac{Production_t}{(1 + r)^t}}$$

Siendo:

Financial costs_t: los costes financieros del año *t*.

Taxe rate el tipo impositivo o tasa de impuestos.

Ammortizations_t: la amortización realizada el año *t*

Es el coste unitario de la energía producida teniendo en cuenta todos los costes asociados al proyecto.

A partir de este coste se han realizado diferentes definiciones de la paridad de la red. Se dice que se alcanza la paridad de la red cuando este coste PV LCOE es igual al precio de venta de la electricidad. Pudiendo referirse tanto al precio de la electricidad en el mix eléctrico como al valor FIT de tarifa asignado al sistema de incentivos del país en el que se instale el sistema.

COE (Cost of Energy without Photovoltaic)

Mide el coste de la energía consumida para un consumidor específico sin instalar un sistema fotovoltaico.

$$COE = \frac{\sum_t \frac{Energy\ retrieved_t \cdot Electricity\ price_t}{(1 + r)^t}}{\sum_t \frac{Consumption}{(1 + r)^t}}$$

Siendo:

Energy retrieved_t: la energía comprada al suministrador eléctrico ese año *t*

Consumption la energía consumida anualmente

Electricity Price_t: la tarifa eléctrica teniendo en cuenta los incrementos esperados del precio para cada año

Es un coste unitario de consumo que, comparado con el PV COE, permite analizar el impacto económico que supone una instalación fotovoltaica en la factura eléctrica.

PVCOE (Cost of Energy with PV)

Mide los costes de la energía consumida para un consumidor específico con un sistema fotovoltaico instalado. Todos los costes pagados por el consumidor están incluidos, al igual que todos los incentivos que provienen de la legislación en ese mercado específico.

Costes relativos a la energía (sistema fotovoltaico y tarifa eléctrica) y todos los ahorros asociados a los incentivos y/o el auto consumo.

$$PV\ COE = \frac{\sum_t \frac{Energy\ Retrieved_t \cdot Electricity\ price_t}{(1+r)^t} - NPV}{\sum_t \frac{Consumption}{(1+r)^t}}$$

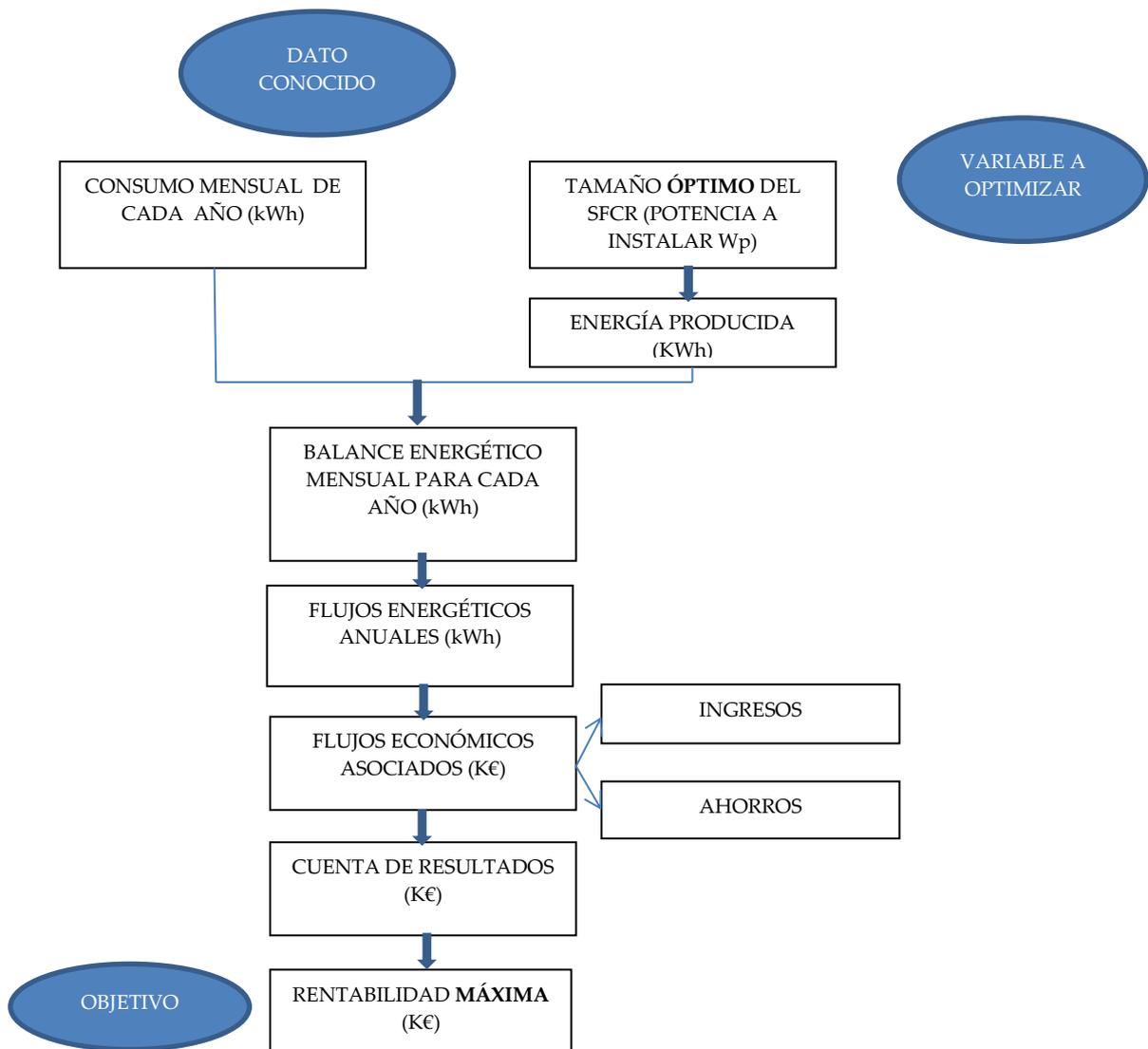
Para evaluar el impacto de la instalación de un sistema fotovoltaico en la factura eléctrica se compara el valor del PV COE con el del COE.

El coste COE representa el valor unitario de la energía consumida sin tener instalación fotovoltaica, para calcularlo se asume que el 100% del consumo (*Consumption*) se compra a la compañía eléctrica (*Energy retrieved*). El coste PV COE se calcula a partir de la fórmula mencionada anteriormente.

3. Análisis del problema y construcción del modelo

3.1 Introducción al problema

En Europa, como hemos mencionado anteriormente, existen diferentes métodos de incentivos que hacen muy atractiva la instalación de un sistema fotovoltaico. El problema surge a la hora de decidir cuál es el tamaño (medido en potencia nominal) que se debe instalar para conseguir la máxima rentabilidad a esa inversión. En concreto, se quiere construir una herramienta que permita solucionar el problema de decisión, es decir, una que permita conocer de entre todas las alternativas y posibilidades la mejor opción, teniendo en cuenta que la única variable controlable por el usuario es la dimensión de la instalación y que su parámetro de entrada es el consumo mensual de un año.



En el esquema anterior se muestra el problema de optimización que se quiere resolver. Un usuario tiene un perfil de consumo mensual conocido y quiere instalar una instalación fotovoltaica conectada a red, la cual producirá cada mes una cantidad de kWh en función de la potencia instalada. Estas dos variables energéticas mensuales: consumo y producción cumplen un balance energético de equilibrio, lo que dará lugar a diferentes flujos energéticos mensuales, a partir de los cuales se podrán obtener los valores anuales. Sobre el nuevo balance energético de carácter anual se aplicarán los sistemas de incentivos correspondientes lo que dará lugar a los flujos económicos asociados: ingresos y ahorros de la factura eléctrica, a partir de los cuales se podrá obtener una cuenta de resultados. La cuenta de resultados servirá de partida para determinar una variable de medida de la rentabilidad, función objetivo del problema de optimización.

En resumen el problema consta de tres partes:

1. Balance energético: tiene como base de partida la energía producida por la instalación y el consumo. Cada una de ellos derivará en diferentes flujos energéticos descritos en detalle en el apartado siguiente apartado. A partir de los mismos se puede aplicar el método de incentivos correspondiente.
2. Cuenta de resultados: derivada de la estimación de los flujos económicos asociados al nuevo balance energético. Dichos flujos económicos derivan tanto de los ingresos asociados a los incentivos como al ahorro en la factura eléctrica como consecuencia del auto consumo.
3. Análisis de la inversión: da lugar al valor de la rentabilidad, el objetivo que queremos maximizar. En nuestro caso nos basaremos en el criterio VAN, con tasa de descuento conocida, debido a que se puede expresar de forma lineal.

El ámbito de aplicación es Europa, considerando los países Francia, Reino Unido, Italia, Alemania y Bélgica. Lo que dará lugar a cinco problemas basados en la misma estructura general y solo variarán algunas variables en relación con la forma de obtener el balance energético y los flujos económicos asociados al sistema de incentivos correspondiente a ese país. Además de los parámetros correspondientes al entorno económico (inflación, índice de precios,...), a la regulación fotovoltaica (precios, tarifas y subvenciones), entorno geográfico (irradiancia) y condiciones del financiación entre otros.

3.2 Balance energético

El balance energético presenta el equilibrio de cada una de las variables y parámetros energéticos que intervienen en el sistema fotovoltaico conectado a la red.

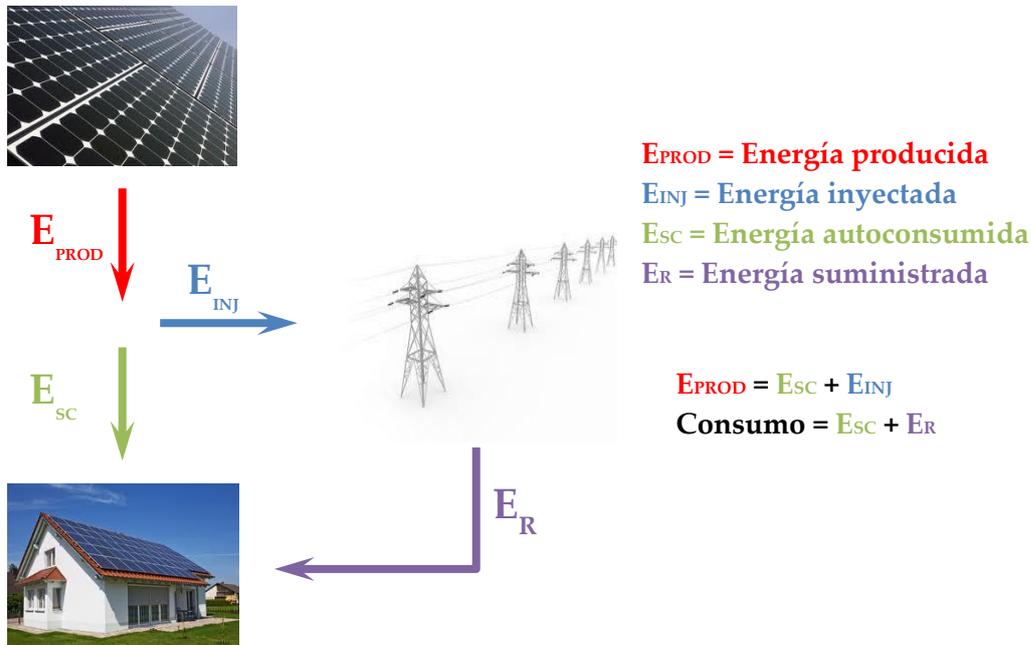


Figura 18: Esquema del balance energético

En el esquema anterior se observan las dos ecuaciones de equilibrio que relacionan consumo y producción. La energía producida por los paneles puede auto consumirse o inyectarse en red, mientras que el consumo puede abastecerse a partir de la energía producida por los paneles (energía auto consumida) y /o comprando energía a la red (energía suministrada).

Cada una de las variables y parámetros que intervienen en el balance energético son explicadas en detalle a continuación:

- Consumo (kWh): son las necesidades energéticas para un consumidor. Se considerará un parámetro. Debido a que el balance energético que vamos a considerar es mensual es importante conocer el concepto del factor contemporaneidad, que permite conocer la proporción de la energía que el consumidor necesita correspondiente a las horas del día en las que la instalación fotovoltaica produce electricidad. Es decir, multiplicando ese factor por el consumo, se obtendrá la cantidad de energía que se consume durante las horas de efectividad de los paneles solares.

- Energía producida: es la que produce la instalación fotovoltaica a partir del sol. La energía producida dependerá de la potencia nominal instalada (W_p) y el factor de producción final (YF) u horas solares. Las horas solares, ya descritas en el apartado 2.1.2 es un factor que recoge el valor de la irradiación para unas condiciones de la orientación e inclinación de los paneles y la localización de los mismos (cada ciudad o región tiene una irradiancia diferente) y el efecto de todas las pérdidas de la instalación (performance ratio). La multiplicación de las horas solares (kWh / W_p) por la potencia pico (o nominal) de la instalación permitirá conocer el valor de la energía producida.
- Energía auto consumida (kWh): es la parte de la energía producida que se consume instantáneamente. Es decir, será la parte de la necesidad energética que corresponde a las horas de efectividad de los paneles solares que se cubre con la energía producida por los mismos.
- Energía inyectada (kWh): es la diferencia entre la energía producida y el auto consumo, que se inyectará en la red eléctrica.
- Energía suministrada/comprada (kWh): es la energía que el usuario compra a la compañía eléctrica, será igual a la diferencia entre consumo y energía auto consumida.

A continuación se muestra una representación de un perfil típico de consumo y producción a lo largo de un día. En esta representación se puede observar los diferentes flujos que participan en el balance energético mencionado anteriormente:

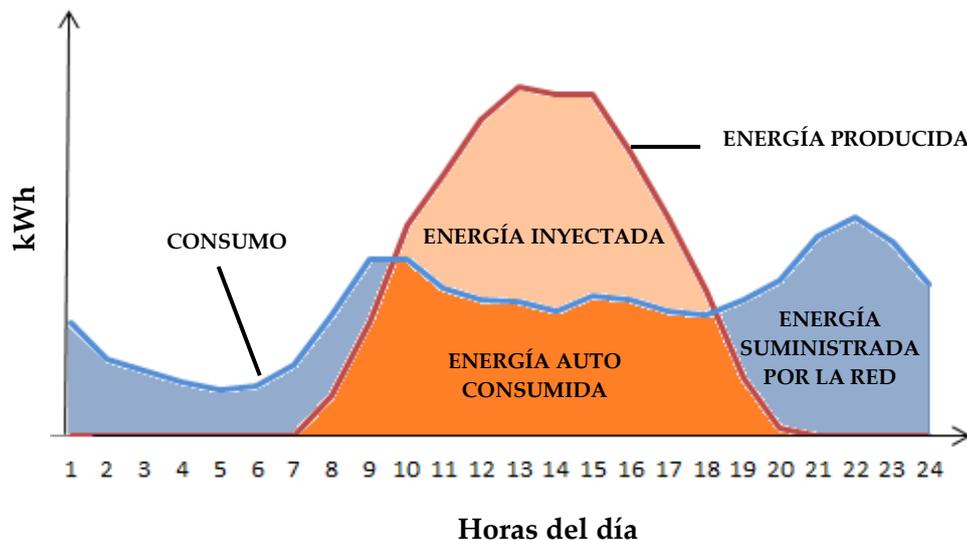


Figura 19: Flujos energéticos de una instalación conectada a red

En la figura 19 se muestran las curvas de consumo y de energía producida como líneas azul y roja respectivamente. Las áreas sombreadas corresponden a las energías: inyectada, auto consumida y suministrada por la red explicadas anteriormente. Esta figura representa la forma de los flujos energéticos a lo largo de un día, pero el problema a analizar considera flujos mensuales, por eso es importante aplicar el concepto del factor contemporaneidad para calcular el auto consumo y poder entender las curvas que representan los flujos energéticos mensuales.

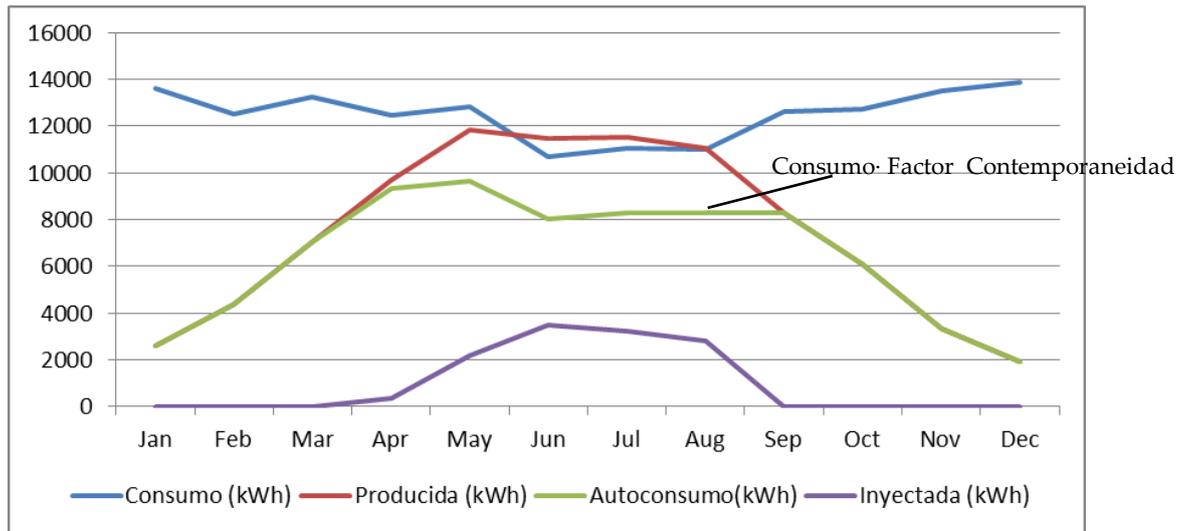


Figura 20: Flujos energéticos mensuales para un perfil con factor de auto consumo del 75%

En la figura anterior la curva de color rojo (que se solapa con la curva de color verde) representa la energía producida por una instalación mes a mes, mientras que la curva azul representa el consumo. Una línea paralela al consumo, correspondiente al valor del consumo por el factor contemporaneidad, equivale al consumo realizado durante las horas de sol cada mes. Por tanto la energía que se ha auto consumido instantáneamente será aquella parte de ese consumo ($\text{Consumo} \cdot \text{Factor Contemporaneidad}$) que se pueda cubrir con la energía producida, representada en color verde. En los meses de mayor irradiación la energía producida superará ese valor y por tanto la energía auto consumida será igual al consumo durante las horas de sol, y en los meses de menos irradiación será igual a la energía producida, por lo que se solapan en esos tramos la línea roja (producción) con la línea verde, auto consumo. Además en los meses que la producción excede al consumo durante el día se inyectará en red, siendo la energía inyectada la curva de color azul oscuro.

Además de las variables energéticas anteriores, hay que tener en cuenta los flujos:

- Energía ahorrada (kWh): Es la energía que se deja de comprar a la compañía eléctrica gracias a la instalación fotovoltaica. Puede ser tanto por la energía instantánea auto consumida, como la energía balanceada por la compensación de la energía consumida de la red e inyectada en la red.
- Energía balanceada (kWh): solo se tiene en cuenta para modelos de balance neto. Representa el valor de la energía compensada por la diferencia entre el consumo y la producción.

Recordamos que el sistema de balance neto permite inyectar en red toda la energía que no se auto consume (excedentes de producción o energía inyectada) y consumir de la red eléctrica (energía comprada) cuando la producción no abastece las necesidades (por la noche o épocas de menor irradiación como en invierno). Al final de un periodo considerado la diferencia entre el consumo y la producción se salda mediante la compensación de la energía inyectada y la consumida de la red.

3.3 Adecuación de la programación lineal

La investigación operativa es considerada uno de los avances más importantes del siglo XX. Abarca disciplinas como son: la programación lineal, la programación dinámica, programación entera, programación no lineal, teoría de juegos y teoría de colas. Actualmente se aplica a muchas áreas como son la industria, la gestión y la ingeniería.

La base de la investigación operativa es el método científico para ayudar a la toma de decisiones de modelos complejos de la realidad. Este método científico se puede resumir en 5 pasos:

1. Observación del problema.
2. Construcción de un modelo matemático que represente los aspectos esenciales de la realidad.
3. Obtención de las mejores soluciones, la mayoría de las veces gracias al ordenador.
4. Interpretación de los resultados y validación del modelo.
5. Implantación en el mundo real.

Gracias a esta herramienta, muchos decisores han ahorrado mucho tiempo en el análisis del problema y la resolución del mismo. La formulación de un modelo matemático para simplificar la realidad, unido al desarrollo de software para la resolución del mismo, permite manejar con eficiencia una gran cantidad de datos y encontrar la mejor solución al problema.

La programación lineal es la herramienta básica dentro de la investigación operativa, debido a la simplicidad de implantación y al abanico de posibilidades que puede abarcar. Se trata de un caso especial de la programación matemática, entendiendo por programación un proceso de planificación, en donde todas las funciones que hay en el modelo son lineales: siempre tenemos una función objetivo, sujeta a restricciones lineales individuales. Existe una amplia variedad de aplicaciones a problemas concretos, como son la planificación de recursos humanos y materiales, de transporte, de planificación financiera y de organización de la producción. Sin embargo, siempre que se pueda construir un modelo matemático adecuado y cumpliendo una serie de condiciones, la programación lineal es una herramienta aplicable y muy útil.

3.3.1 Introducción a la programación lineal

Como hemos mencionado anteriormente, el método científico requiere la construcción de un modelo matemático. El objetivo de un modelo matemático es reproducir la realidad de la forma más fiel posible a fin de entender cómo se comporta y poder obtener respuestas a determinadas acciones.

La programación lineal (PL) es un tipo de modelo matemático que se desarrolló a partir de la Segunda Guerra Mundial para resolver cierto tipo de problemas de asignación de recursos entre distintas actividades de la forma más eficiente posible.

Aunque los matemáticos Joseph Fourier y Gaspar Monge realizaron investigaciones sobre el tema, fue el matemático ruso Leonid Vitalievitx Kantorovitx quien describió en detalle una serie de problemas de producción y distribución que se podían formular con un modelo matemático preciso en su publicación “Métodos Matemáticos para la Organización y Planificación de la Producción” (1939). Esta teoría matemática es lo que hoy se conoce como programación lineal.

Después de la guerra en EEUU se asumió que la coordinación de las energías de toda una nación, debido al peligro de una guerra nuclear, requería la utilización de técnicas de planificación matemáticas. Con la aparición del ordenador esto se hizo posible. Se crearon instituciones de ingenieros y matemáticos, entre ellas la corporación RAND, con lo que las aplicaciones de la PL se extendieron a una amplia variedad de problemas de manera que hoy se utiliza en campos de la ingeniería, la gestión y muchas otras áreas, de la ciencia, la técnica y la industria.

Es por tanto, una herramienta matemática de modelado (construcción de modelos), que permite representar la realidad y estudiarla. Su programación estudia la optimización (minimización o maximización) de una función objetivo lineal, satisfaciendo un conjunto de restricciones lineales.

En resumen, la forma básica de un modelo de PL será una función lineal objetivo, con un conjunto de variables cuyo valor se quiere calcular y deben cumplir una serie de restricciones lineales de igualdad y/ o desigualdad. El modelo consta de:

1. Variables de decisión: son aquellas controlables por el decisor.
2. Restricciones de igualdad desigualdad y de no negatividad. Deben ser todas lineales.
3. Función objetivo: se expresa como relación de coeficientes de las variables de decisión (combinación lineal de parámetros ciertos)

Un ejemplo de un modelo de PL básico con una única variable de decisión es:

Variable de decisión:	X
Restricciones:	$X \geq 0$ $a \cdot X \geq b$
Función objetivo:	$MAX Z = c \cdot X$

Siendo a , b y c parámetros conocidos.

HIPÓTESIS DE UN MODELO DE PL:

Existen una serie de hipótesis que se deben asumir para construir un modelo de PL fiable:

1. Linealidad y proporcionalidad: La contribución de cada variable a la función objetivo y a cada restricción es proporcional al valor que toma dicha variable. Es decir, un incremento en una variable de decisión cualquiera supone un incremento/decremento proporcional en la función objetivo y las restricciones.

Existen casos en los que los parámetros dependen de la variable de decisión, esto da lugar a funciones lineales a trozos, se recurrirá a la modelización con variables binarias.

2. Aditividad: el valor de la función objetivo es la suma de todas las contribuciones individuales de las variables.
3. Divisibilidad y continuidad: todas las variables deben tomar valores continuos.

Si las variables solo tienen sentido si toman valores enteros se recurrirá a la Programación Entera, que se explicará en el apartado siguiente.

4. Certeza (determinismo): se considera que los parámetros utilizados en la construcción del modelo son determinísticos, es decir, se conocen con exactitud. Muchas veces se trabajan con datos desconocidos a priori por el decisor, pero en nuestro caso se consideraran como conocidos y serán los parámetros del modelo. Lo importante es que estos datos no sean aleatorios ni cumplan una determinada ley probabilística, ya que habría que emplear otros métodos de optimización como las técnicas heurísticas.
5. Objetivo único: no se pueden considerar varios objetivos. Hay ocasiones en que maximizar un objetivo supone empeorar otro, en ese caso se recurrirá a la programación por metas o multiobjetivo⁵, conceptos que no se abarcarán en este proyecto.

3.3.2 Programación lineal entera y mixta

Los modelos de programación entera son una extensión de los modelos lineales en los que algunas variables toman valores enteros. Si todas las variables son enteras son modelos de programación entera pura (PLE), si hay enteras y continuas se tratará de un modelo mixto (PLEM) y si todas las variables son binarias, se trata de un modelo de programación binaria.

Con mucha frecuencia se emplean modelos con variables que toman valor 0 y 1, ya que permiten representar condiciones lógicas. Este tipo de modelos es utilizado para problemas mucho más complejos, y unido a la ayuda de programas informáticos para su resolución permite abarcar una gran cantidad de situaciones en una realidad llena de condicionantes y restricciones, a la que la programación lineal pura no puede representar.

En general, el problema de programación lineal entera o mixta puede surgir por diversos motivos:

- Directos: las variables que se utilizan son cuantitativas y enteras.
- Codificados: se utilizan para el cumplimiento de ciertas condiciones (normalmente binarias).
- Transformados: variables que aparecen para facilitar la modelización de algunas condiciones.

En este proyecto surge la programación lineal entera por los tres motivos. Los dos últimos de deben a los condicionantes del entorno, tanto económicos debido a la legislación de incentivos, como técnicos (balances energéticos).

⁵ La programación multiobjetivo es una herramienta utilizada cuando hay más de un objetivo en el problema, como normalmente no se pueden cumplir todos los objetivos simultáneamente, trata de establecer un conjunto de soluciones eficientes.

- **Modelización de condiciones lógicas mediante PL mixta:**

En este apartado se quiere introducir una serie de aplicaciones de PLE o mixta, cuando hay situaciones en las que la programación lineal pura no permite construir un modelo matemático representativo.

1. Variable semicontinua (acotada):

Una variable que toma valores discontinuos, es decir, solo puede tomar valores de un rango:

$L_1 \leq X \leq L_2$ Siendo L_1 y L_2 los limites inferior y superior del intervalo respectivamente.

Para modelarlo se introduce una variable binaria Bin que indica si es cierto el estado de una cierta variable.

$Bin = 1$ si $x \in [L_1, L_2]$ y 0 si $X=0$.

En forma de PLEM las restricciones serán:

$$\begin{aligned} X &\leq Bin \cdot L_2 \\ X &\geq Bin \cdot L_1 \end{aligned}$$

2. Costes fijos:

Un problema de coste fijo es otra aplicación donde se añaden variables binarias auxiliares. Un caso concreto sería cuando el inicio de la actividad o variable de decisión X requiere un coste de valor fijo, independientemente del valor de la actividad. Matemáticamente se expresaría:

Función objetivo:

$$\text{Max } Z = \text{Max } C(X)$$

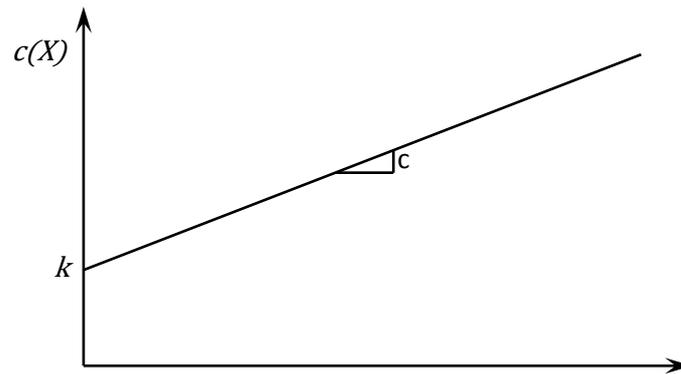
Variable de decisión: X

Sujeto a las restricciones:

$$\begin{aligned} X &\geq 0 \\ a \cdot X &\geq b \end{aligned}$$

$$\text{Siendo: } C(X) = \begin{cases} k & \text{si } X = 0 \\ c \cdot X & \text{si } X > 0 \end{cases}$$

Representando la función objetivo, se observa una función lineal creciente:



Para modelarlo se necesita un valor de acotación L suficientemente grande para X y además una variable binaria:

$$Bin = 1 \text{ si } X=0 \text{ y } 0 \text{ si } X>0$$

Puede ser representado mediante el siguiente modelo de P.L.E.M.

$$Max z = C'(X) = Bin \cdot k + c \cdot X$$

Sujeto a las restricciones:

$$\begin{aligned} x &\geq 0 \\ x &\leq L \\ a \cdot X &\geq b \end{aligned}$$

3. Restricciones lógicas con 2 variables binarias:

Sean Bin_1 y Bin_2 variables binarias correspondientes a cada situación, de forma que $Bin_j = 1$ si el estado es cierto y 0 si no lo es.

$Bin_1 + Bin_2 = 1$ → Solo se puede dar una de las dos situaciones.

$Bin_1 + Bin_2 \leq 1$ → Como mucho una de las dos.

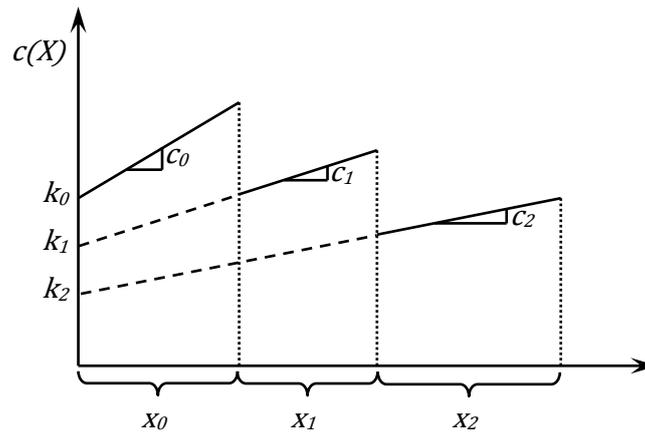
$Bin_1 + Bin_2 \geq 1$ → Se da al menos una de las dos situaciones.

$Bin_1 - Bin_2 \leq 0$ → Si el estado 1 es cierto implica que el estado 2 también lo es.

4. Funciones lineales a trozos decrecientes:

Cuando los parámetros del problema son dependientes del valor de la variable de decisión, la función objetivo toma la forma de función lineal a trozos. Este tipo de funciones pueden ser modeladas linealmente mediante variables binarias (implicaciones binarias y acotación). En este apartado explicaremos un caso concreto de función lineal a trozos decreciente, que será el que aparecerá en nuestro problema. Si observamos la figura la función objetivo se divide en trozos en los que cada uno de ellos presenta una recta de la forma:

$$k_j + X \cdot c_j$$



La base de modelización es la división de la variable de decisión X en trozos, uno por cada trozo de función con la misma pendiente. Para ello se crearán X_j variables de decisión, siendo X la suma de todas las variables, de modo que cada variable estará acotada a $L_{1j} \leq X_j \leq L_{2j}$.

Para la acotación se utilizarán las variables Bin_j de forma que tomará el valor 1 si X pertenece al intervalo considerado $L_{1j} \leq X \leq L_{2j}$ y 0 si no pertenece. Además serán exclusivas, solamente puede pertenecer a un intervalo, por tanto la suma de todas las binarias será 1.

Matemáticamente será representado mediante el modelo PLEM:

Función objetivo:

$$MAX Z = Bin_j \cdot k + X_j \cdot c_j$$

Variables de decisión:

$$X = \sum_{j=0}^N X_j$$

Sujeto a las restricciones:

$$\begin{aligned} X_j &\leq Bin_j \cdot L_{2,j} \\ X_j &\geq Bin_j \cdot L_{1,j} \\ \sum_{j=0}^N Bin_j &= 1 \end{aligned}$$

3.3.3 Ventajas de la programación lineal

La PL se desarrolló al principio de la era de la programación matemática sin embargo, es todavía la más usada dentro de la programación por restricciones. Esto se debe a las grandes ventajas que presenta en todas sus variantes (PLE y mixta), en este proyecto en concreto las ventajas que aporta son:

1. Disponibilidad y facilidad de manejo de gran cantidad de información.
2. Permite modelar casi todos los problemas.
3. Existencia de métodos eficientes de resolución que permiten resolver problemas de grandes dimensiones.
4. Prácticamente todos los modelos se pueden resolver, independientemente de su formulación.
5. Existencia de programas informáticos de resolución y modelado tales como AIMMS, Excel, LINDO y GAMS.
6. Permite ayudar a la toma de decisiones y mejorar la eficiencia de las gestiones organizativas.
7. Ahorro de tiempo en la toma de decisiones (ya que tras la construcción de un modelo fiable, se pueden realizar cambios en los parámetros y estudiar la solución para un escenario cambiante).
8. Aporta al administrador más objetividad en la toma de decisiones al formular un modelo matemático.

Sin embargo, como todo modelo matemático la PL presenta las limitaciones asociadas. La principal limitación es la asunción de datos ciertos (hipótesis número 4), como el caso de precios, producción y tarifas.

Para poder asumir esta hipótesis se ha realizado un análisis de sensibilidad, que consiste en estudiar el efecto que provoca la variación de una serie de parámetros (que pueden ser más sujetos a cambios) a la función objetivo y al valor de la variable de decisión. Este análisis permite conocer la sensibilidad o rigidez de la solución, estimar y comprender la relación entre las variables de entrada y salida, estudiar situaciones y verificar la validez y eficiencia del modelo matemático como herramienta para la toma de decisiones.

3.4 Herramienta

La herramienta matemática utilizada es la P.L.E mixta, sin embargo, para implementar y resolver el modelo matemático se utilizará un programa informático de modelado llamado AIMMS.

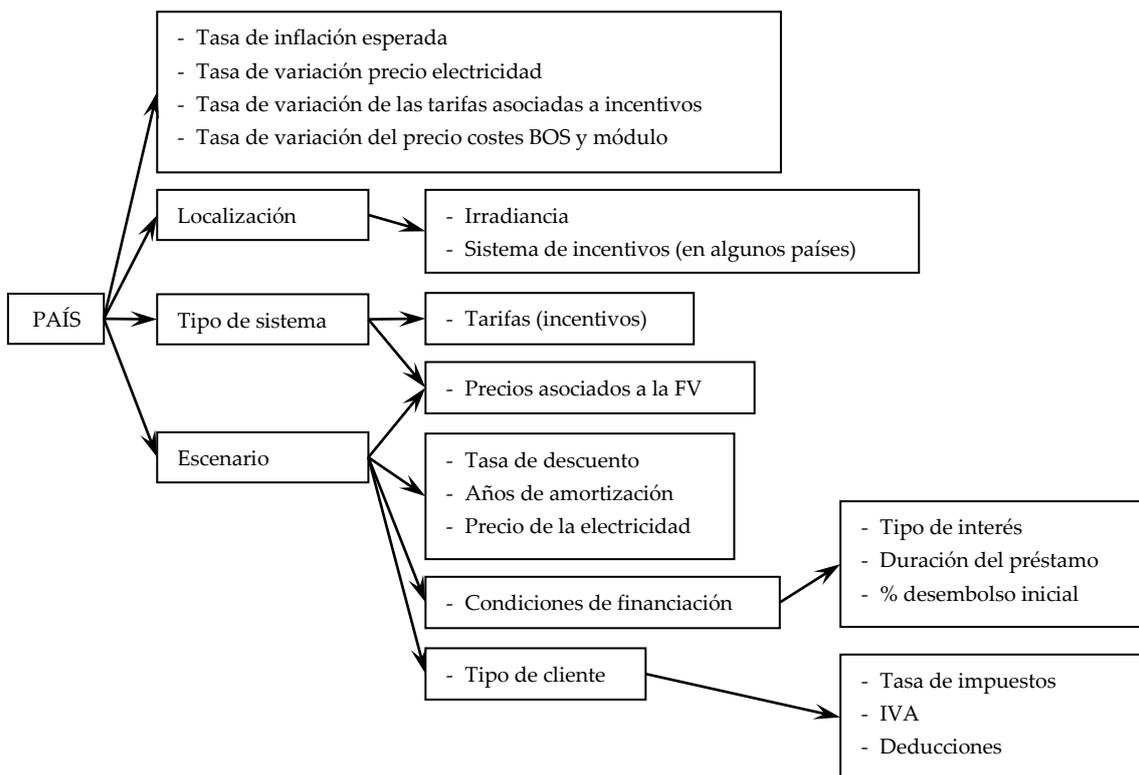
- **Programa AIMMS**

El sistema AIMMS es un sistema de desarrollo para aplicaciones de decisiones basadas en la optimización que permite modelar y resolver modelos de optimización. Es una herramienta con gran alcance para la aplicación de investigación operativa, y en este caso se ha utilizado por los siguientes motivos:

- Dispone de un lenguaje de modelado con estructuras de datos indexados, combinado con los conceptos de modelado (permite creación de restricciones, variables y función objetivo).
- Contiene un interfaz gráfico que permite crear páginas con elementos interactivos, tales como tablas, gráficos y botones, que son muy útiles para la creación de una herramienta intuitiva sin necesidad de conocer el programa.
- Permite la resolución⁶ de un amplio rango de variedades de problemas como son de PL, PLE, PLE MIXTA, programación no lineal...
- Permite guardar diferentes casos y cargarlos posteriormente.
- Permite manejar una gran cantidad de variables.

-Herramienta e interfaz del usuario

Tras haber construido el modelo matemático de programación lineal se ha implementado en el programa AIMMS mediante la creación de parámetros, variables y una función objetivo.



Esquema 1: Datos de entrada independientes del usuario

⁶ El método de resolución aplicado para el modelo de PLE mixta será el método de acotación y ramificación (Branch and Bound) que consiste en dividir el problema en una serie de subproblemas (ramificación) y descartando alguno de ellos (acotación). Es un algoritmo basado en cuatro pasos: Inicio, ramificación, acotamiento, exploración y finalización.

Una vez implementado el modelo, se han introducido los parámetros (entradas) que no son controlables por el usuario. Se pueden resumir en tres grupos:

- Parámetros asociados al marco económico del país: datos económicos que se dan para el país independientemente del escenario seleccionado, del tipo de sistema (de los que dependen los sistemas de incentivos) y de la localización (ciudad o región).
Son la tasa de inflación esperada, y las tasas de variación esperada tanto de precios de la electricidad y como de las tarifas de los distintos tipos de incentivos.
- Parámetros asociados a la localización: valores de irradiancia y en algunos casos, como en el de Bélgica (que sigue un sistema de incentivos basado en los certificados verdes), los precios de los certificados verdes y el número de certificados verdes asociados por kWh producido dependen de la localización.
- Parámetros asociados al escenario: condiciones de financiación (tipo de interés, duración del préstamo, porcentaje sobre el precio del sistema para calcular el de desembolso inicial), tipo de cliente (que define la tasa de impuestos, IVA y subvenciones), número de años en los que se amortiza linealmente la inversión inicial, tasas de descuento y precios de referencia de la electricidad.
- Parámetros asociados al tipo de sistema:
Tarifas y precios de la instalación (tanto módulo como el resto de componentes BOS) y sus costes de mantenimiento.

Ya introducidos estos datos, los únicos valores de entrada que dependen de cada usuario son el perfil de consumo mensual para un año y el porcentaje del mismo que se realiza durante las horas de sol (porcentaje de auto consumo o factor de contemporaneidad).

Para este proyecto se han cargado previamente perfiles típicos de consumo mensual correspondientes a cada escenario, al igual que los valores de potencia pico que limitan el tamaño de la instalación.

Una vez cargados todos los datos el usuario podrá seleccionar un caso de estudio gracias a la construcción previa de una interfaz mediante el programa AIMMS. Existirán tres páginas de presentación de resultados, y una ellas, además permitirá al usuario seleccionar el caso de estudio. Se describen a continuación:

1. Hoja resumen donde se seleccionará el caso de estudio, gracias a un desplegable. Los campos de selección son: localización (ciudad o región donde se encuentra), escenario al que pertenece (residencial o comercial) y tipo de que quiere instalar.

A continuación pulsará un botón "RUN" y el programa calculará el óptimo y todas las variables asociadas, que se muestran en la siguiente figura:

CUSTOMER

Scenario: Light Commercial

Customer: Company

System type: Roof Top

City: ROME

SIZE (wp): 87121

Max Size (wp): 100000

Min Size (wp): 10000

Fit Bonus 0.2 €/k

YAT %: 27.50

Tax Rate %: 4.250

Irapp (%): 0.1867

Electricity price index: 0.023

Consumption (Kwh): 150001

Contemp. Factor: 0.75

ECONOMIC

Inflation %: 2.50

Discount Rate %: 7.00

Years Amortization: 10

PROJECT FINANCE

Down Payment %: 25.00

Interest Rate %: 6.50

Loan Duration (years): 10

Total Cost (€): 226515

Total Cost w/YAT (€): 226515

Initial Investment (€): 56629

Amount Financed (k€): 169.886

Annual Payment (k€): 16.284

PRODUCT DETAILS

Efficiency: 0.210

PR: 0.82

LID: 1476

Irradiation: 0.25

Degradation %: 0.010

Opex (% Capex): 1475

Yield (Kwh/wp): 0.15

Inverter Lost (€/wp): 16

Year 1st Replacement

END CUSTOMER ANALYSIS

Size (wp): 87121

Price (€/wp): 2.60

Kwh Year 1: 128619

Fit (€/wp)

NPV (€): 140993

LCOE(€/kWh): 0.182

PV LCOE(€/kWh): 0.186

PV COE (€/kWh): -0.007

Non PV COE (€/kWh): 0.227

PARTNER P&L

INCOME: 2.60

Module: 1.12

Inverter cost: 0.15

BOS Racking: 0.12

BOS DC: 0.05

BOS Installation: 0.28

BOS Other: 0.05

Total Cost (€/wp): 1.76

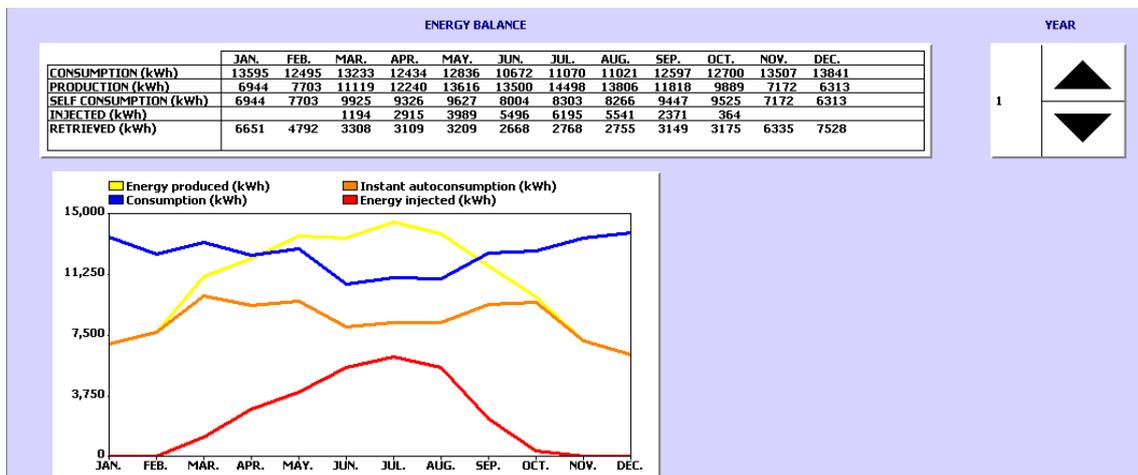
Gross Margin (%): 32.24

GRASS MARGIN (€): 73023

ITALY

RUN

- Además, dispone de una hoja en la que se recoge el balance energético y los perfiles energéticos mensuales, representados mediante unos gráficos. Gracias a un botón el usuario podrá seleccionar el año que quiere observar.



- Por último, también dispone de una hoja que muestra la cuenta de resultados necesaria para el cálculo de la función objetivo.

ENERGY BALANCE															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Energy produced (kWh)	128619	128297	127976	127656	127337	127019	126701	126385	126069	125754	125439	125126	124813	124501	124189
Instant Autoconsumption (kWh)	100554	100484	100414	100344	100274	100204	100135	100065	99996	99927	99859	99790	99722	99653	99584
Energy injected to the grid (kWh)	28065	27813	27563	27313	27064	26815	26567	26319	26072	25826	25581	25336	25091	24847	24602
Energy Retrieved (kWh)	49446	49517	49587	49657	49727	49796	49866	49935	50004	50073	50142	50210	50279	50347	50416

P&L															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
FIT (€/kWh)															
Savings on electricity bill (k€)	19.2052	19.6332	20.0708	20.5181	20.9754	21.4429	21.9209	22.4096	22.9092	23.4199	23.9421	24.4759	25.0217	25.5797	26.1501
Revenue (k€)	3.7997	3.8559	3.9128	3.9703	4.0285	4.0874	4.1469	4.2071	4.2679	4.3295	4.3916	4.4545	4.5180	4.5822	4.6469
OPEX (k€)	2.3295	2.3959	2.4438	2.5031	2.5640	2.6263	2.6902	2.7557	2.8229	2.8917	2.9623	3.0346	3.1088	3.1848	3.2625
EBITDA (k€)	1.4702	1.4700	1.4690	1.4672	1.4646	1.4611	1.4567	1.4514	1.4450	1.4377	1.4293	1.4199	1.4092	1.3974	1.3844
CAPEX (k€)															
Interests	11.0426	10.7019	10.3390	9.9526	9.5410	9.1027	8.6359	8.1387	7.6093	7.0454	6.4449	5.8053	5.1241	4.3987	3.6271
Amortization	22.6515	22.6515	22.6515	22.6515	22.6515	22.6515	22.6515	22.6515	22.6515	22.6515	22.6515	22.6515	22.6515	22.6515	22.6515
Earnings Before Taxes (k€)	-32.2239	-31.9834	-31.5216	-31.1369	-30.7280	-30.2931	-29.8307	-29.3399	-28.8157	-28.2592	-5.0155	-4.3854	-3.7149	-3.0013	-2.2422
Taxes	-8.8616	-8.7679	-8.6684	-8.5627	-8.4502	-8.3306	-8.2034	-8.0682	-7.9243	-7.7713	-1.3185	-1.1456	-0.9617	-0.7660	-0.5571
Deduction															

PAYBACK	
NPV (€)	140993
LCDE (€/kWh):	0.182
PV LCDE (€/kWh):	0.186

ELECTRICITY COSTS																				
Electricity Price (€/kWh)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	0.191	0.195	0.200	0.204	0.209	0.214	0.219	0.224	0.229	0.234	0.240	0.245	0.251	0.257	0.263	0.269	0.275	0.281	0.288	0.294

3.5 Construcción del modelo

En este apartado explicaremos las bases necesarias para construir nuestro modelo matemático de programación lineal, base fundamental de la herramienta de optimización que queremos construir.

Como todo modelo de programación lineal tendremos una serie de parámetros conocidos que serán introducidos por el usuario previamente y dependerán del escenario que se estudie. También habrá variables tanto de decisión como auxiliares y una función objetivo que queremos maximizar, todo ello sujeto a una serie de restricciones. Se explicarán más en detalle en los siguientes apartados.

3.5.1 Conceptos previos

Se tratará de un modelo de programación lineal entera mixta, en la que la variable de decisión será el tamaño de la instalación o potencia nominal a instalar, para un perfil de consumo energético mensual dado en un escenario elegido, y tomaremos como función objetivo el VAN (NPV). Por tanto, la herramienta construida nos permitirá dimensionar la instalación fotovoltaica, basándonos en el tamaño óptimo para que la inversión sea lo más rentable posible (NPV máximo).

La función objetivo es una función económica, mientras que la variable de decisión y las entradas (perfil de consumo) son energéticas. Para poder realizar el paso de una a otra, realizaremos un balance energético mensual en el que participarán tanto el perfil de consumo como la variable de decisión, con el que obtendremos cada una de las variables energéticas (que explicamos más detalle en el apartado 3.2. Del balance energético mensual se obtendrá uno anual, a partir del cual se podrán calcular los ingresos, subvenciones y ahorros anuales de los que se beneficiará el

productor/consumidor de energía fotovoltaica. Estas variables servirán de partida para hacer una cuenta de resultados y poder realizar un análisis de inversiones, basado en los flujos de caja actualizados procedentes de la cuenta de resultados. Por tanto, a partir de esos flujos de caja podremos llegar a la expresión del NPV (VAN), la función a maximizar.

3.5.2 Datos del modelo

En este apartado vamos a explicar los diferentes parámetros de los que consta nuestro modelo:

Parámetros energéticos

- Consumo mensual (Consumption_m): es la energía en kWh consumidos en el mes m para un cliente considerado. El perfil de consumo dependerá del escenario considerado.
- Factor de contemporaneidad: Es la proporción de la energía que se consume durante las horas de sol. Este factor también es conocido como porcentaje de auto consumo, ya que solo se podrá auto consumir de forma instantánea la parte del consumo correspondiente a las horas de efectividad de los paneles, siempre y cuando sea menor o igual que la energía producida. Este factor está medido en tanto por uno por tanto, estará limitado de 0 a 1.
- Horas solares mensuales, índice de producción final o Yield_m: medido en kWh/Wp permite calcular la energía producida en el mes m en función de la potencia instalada. Depende de la localización física de la instalación, los factores de pérdidas del sistema. Para este factor hemos tomado como estándar para todos los modelos valores para una inclinación de los paneles de 30° y una orientación sur.
- Factor degradación (Degradation_t): es el factor que expresa la disminución de la energía producida en el año t debido a la degradación de los paneles a lo largo del tiempo. Este factor, que no hemos incluido anteriormente en las horas solares, representa la pérdida de efectividad de los paneles debido al paso del tiempo. Su valor depende del fabricante y del tipo de tecnología utilizada. Según la calidad del módulo la degradación a lo largo de su vida útil estaría entre el 3-7% si es de baja calidad y por debajo del 2% si es de alta calidad. Para el sistema estudiado con módulos de alta calidad cada

año se disminuirá la producción en un 0.25%. Por tanto el factor se puede expresar como:

$$\text{Degradation}_t = (1 - 0.0025)^{t-1}$$

- Tamaño máximo de la instalación (MAX): es la potencia máxima (medida en Wp) que se puede instalar.
- Tamaño mínimo de la instalación (MIN): es la potencia mínima (medida en Wp) que se puede instalar.

Parámetros económicos

Los datos que dependerán de cada escenario serán los siguientes:

- Tipo de cliente (CT, "Customer type"): es el tipo de cliente, se trata de un parámetro de tipo binario, que valdrá 1 si se trata de un particular y valdrá 0 si se trata de una empresa.

- Inflación (Inflation): es la inflación esperada en ese país.

- Ratio de descuento (Discount rate): es el ratio de descuento al que se valorarán los flujos de caja.

- Precio de la electricidad (Electricity Price): es el precio de la electricidad en €/kWh en ese escenario en el año t considerado. Se considera que la tarifa eléctrica aumenta anualmente de la siguiente forma:

$$\text{Electricity price}_t = \text{Electricity tariff} \cdot (1 + \text{EPI})^t$$

Siendo *Electricity tariff* el precio de referencia de la electricidad en €/kWh y *EPI* (Electricity Price index) el índice de variación del precio de la electricidad. Este factor se considera diferente al de la inflación ya que el precio de la electricidad está ligado a diferentes factores con cierta incertidumbre, muy dependiente de medidas tomadas por el gobierno que son: los impuestos eléctricos, el precio de la energía y el precio de la potencia. Mediante este factor se representa el valor esperado de subida del precio de la electricidad.

- Duración del préstamo (Loan duration): se define como la duración del préstamo en años.

- Down Payment: es el % de la inversión inicial que no cubre el préstamo. Por tanto permitirá calcular la inversión inicial y la cantidad financiada.

- Tipo de interés (Interest type): es el tipo de interés al que se realiza el préstamo.

- Años de amortización (Years amortization): es el número de años en los que se amortizan las inversiones realizadas. Se considerará una amortización lineal.

Parámetros asociados al tipo de cliente

- Tipo impositivo (TAX rate): es la tasa de impuestos aplicada a ese tipo de cliente, conociendo la tasa de impuestos para un particular ($TAX\ rate_p$) y para una empresa ($TAX\ rate_c$) se podrá expresar como:

$$TAX\ rate = TAX\ rate_p \cdot CT + TAX\ rate_c \cdot (1 - CT)$$

- IVA (VAT): es el impuesto sobre el valor añadido que se aplicará sobre el precio de la instalación a ese tipo de cliente, se podrá calcular igual que el anterior.

$$VAT = VAT_p \cdot CT + VAT_c \cdot (1 - CT)$$

Finalmente, es importante definir los costes y precios tanto del sistema como del inversor, ya que definirán las inversiones realizadas.

- Precio (Price): es el precio del sistema por cada W_p (€/Wp) de potencia nominal instalada, dependerá del escenario y del tipo de instalación.

- Coste del inversor (Inverter cost): es el precio del inversor por W_p (€/Wp) instalado. Debido a la mejora de las tecnologías y el aumento de competitividad en el sector el precio del inversor disminuye cada año. Esta bajada viene representada por un factor IPD (Inverter Price Digression), por tanto para calcular el precio de inversor en el momento de reemplazarlo es importante saber que :

$$Inverter\ cost_t = Inverter\ price \cdot (1 + Inflation - IPD)^{t-1}$$

Siendo el parámetro *Inverter Price* el precio del inversor en el primer año medido en €/Wp.

- Año de reemplazo (Year replacement): es el año en el que se reemplazará el inversor, se tomarán valores enteros. El inversor tiene una vida útil menor que la del módulo fotovoltaico, por lo que habrá que reemplazarlo durante el periodo

considerado. Se ha tomado de referencia un inversor cuya vida útil es de 16 años, por tanto ese será el valor del año en que se reemplazará.

3.5.3 Variables de decisión y función objetivo

Como hemos mencionado anteriormente, para el cálculo de la función objetivo partiremos de una cuenta de resultados. Hay que tener en cuenta que los ingresos y subvenciones están condicionados por el sistema de incentivos para la generación fotovoltaica, el cual está regulado por cada legislación de cada país. Como se van a estudiar cinco países diferentes (Francia, Reino Unido, Italia, Alemania y Bélgica), existirán cinco modelos de programación lineal diferentes en los que cambiarán la forma de calcular ingresos, subvenciones y deducciones. Sin embargo, para el resto de las variables se puede construir un modelo de programación lineal común que explicaremos a continuación.

El modelo general será el siguiente:

Variable de decisión

Size: tamaño óptimo o potencia nominal óptima de la instalación fotovoltaica medida en Wp.

Estará restringida entre un valor máximo y mínimo por lo que habrá que añadir dos restricciones:

1. $Size \leq MAX$
2. $Size \geq MIN$

Variables auxiliares energéticas

Energía (kWh)	Mensual (mes m del año t)	Anual (del año t)
<u>Producida</u>	$E_{prod\ m,t} = Size \cdot Yield_m \cdot Degradation_t$	$E_{prod\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{prod\ m,t}$
<u>Auto consumida</u>	Depende del modelo i	$E_{sc\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{sc\ m,t}$
<u>Inyectada</u>	Es la energía inyectada en la red: $E_{inj\ m,t}$	$E_{inj\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{inj\ m,t}$
<u>Ahorrada</u>	Es la energía ahorrada: $E_{saved\ m,t}$	$E_{saved\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{saved\ m,t}$

<u>Balanceada</u>	Sólo tomada en cuenta en los modelos con balance neto: $E_{balanced\ m,t}$	$E_{balanced\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{balanced\ m,t}$
<u>Suministrada</u>	Es la energía suministrada por la red eléctrica: $E_{retrieved\ m,t}$	$E_{r\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{retrieved\ m,t}$
		$E_{r\ m,t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} (Consumption_{m,t} - E_{sc\ m,t})$

Cuenta de resultados:

Variable (en el año t)	Expresión
<u>Ingresos obtenidos</u>	$REVENUE_t$ (variará según el modelo)
<u>Ahorros de la factura de la luz</u>	$SAVINGS_t = E_{saved_t} \cdot Electricity\ price_t$
<u>Gastos de capital</u> (Inversiones derivadas de la actividad)	$CAPEX\ t_{t=Year\ replacement} = Inverter\ cost_{year\ replacement} \cdot Size$
	$CAPEX\ t_{t \neq Year\ replacement} = 0$
<u>Costes de explotación</u>	$OPEX_t = Maintenance \cdot CAPEX_t$
<u>Intereses</u>	$INTEREST_{t > Loan\ Years} = 0$
	$INTEREST_{t \leq Loan\ Years}$ (son los intereses a pagar)
<u>Amortizaciones de las inversiones</u> (sólo amortizan las empresas, es decir, $CT=0$)	$AMORTIZATION_t = (1 - CT) \cdot (AMORTIZATION_{s_t} + AMORTIZATION_{inverter_t})$
	$AMORTIZATION_{inverter_t}$ (es la amortización de la inversión realizada para reemplazar el inversor)
	$AMORTIZATION_{s_t}$ (es la amortización de la inversión inicial en el sistema)
<u>Beneficio antes de impuestos</u>	$EBT_t = REVENUE_t - CAPEX_t - OPEX_t - INTEREST_t - AMORTIZATION_t$

<u>Impuestos</u>	$TAXES_t = EBT_t \cdot TAX\ rate$
<u>Deducciones</u>	$DEDUCTION_t$ (variará según el caso de estudio)

Las variables amortización e intereses de la cuenta de resultados requieren de una explicación más detallada. La forma de cálculo será la misma para todos los modelos.

- Costes del sistema:

$$COST(\text{€}) = PRICE(\text{€/Wp}) \cdot SIZE(Wp) \cdot (1 + VAT)$$

- Amortización:

Se considerará una amortización lineal, en la que el valor será la inversión entre el número de años a los que se amortiza, comenzando el año que se realiza la inversión y con una duración del número de años indicado por el parámetro *Years amortization*.

Las amortizaciones se han definido como la suma de la amortización del sistema y la inversión realizada para reemplazar el inversor.

La amortización del sistema $AMORTIZATION_{s_t}$, comenzará en el año 1 y la cantidad amortizada será la inversión inicial realizada I_0 , que dependerá de las condiciones del préstamo, ya que parte del coste del sistema será financiado por una entidad ajena.

La inversión inicial es:

$$I_0(\text{€}) = COST(\text{€}) \cdot Down\ Payment$$

Por tanto:

$$AMORTIZATION_{s_t \leq Years\ amortization} = \frac{I_0}{Years\ amortization}$$

$$AMORTIZATION_{s_t > Years\ amortization} = 0$$

La amortización del coste del inversor comenzará en el año del cambio del inversor y la cantidad a amortizar será el precio del inversor en el año del reemplazamiento, que coincidirá con el valor del CAPEX de ese año:

$$AMORTIZATION_{inverter_{t \geq Year\ replacement}} = \frac{CAPEX_{t=Year\ replcament}}{Years\ amortization}$$

$$AMORTIZATION_{inverter_{t \leq Years\ amortization}} = 0$$

NOTA: Se puede aplicar esta expresión porque el año de reemplazamiento del inversor considerado en los casos aplicados siempre es mayor que el periodo de amortización, por tanto durará hasta el final de la vida del proyecto.

Finalmente hay que tener en cuenta que solamente podrán amortizar aquellos productores considerados como empresa. Por tanto, haciendo uso del parámetro binario que indica el tipo de cliente, obtenemos la expresión recogida en la tabla anterior:

$$AMORTIZATION_t = (1 - CT) \cdot (AMORTIZATION_{s_t} + AMORTIZATION_{inverter_t})$$

- Intereses:

Se considera un préstamo a un tipo de interés constante, en el que la anualidad es una cantidad fija. Esta cantidad fija incluye una parte de interés (a devolver al banco) y otra parte que es de capital (para ir descontando de la cantidad financiada). Cada año los intereses se calculan sobre el capital pendiente a devolver del año anterior.

Las variables auxiliares utilizadas son:

La anualidad $ANUAL\ FEE_t$ (€) es la cantidad a pagar cada año que dura el préstamo, se calcula con la siguiente expresión:

$$ANUAL\ FEE\ (\text{€}) = \frac{FINANCIED\ AMOUNT \cdot Interest\ rate}{1 - \frac{1}{(1 + Interest\ rate)^{Loan\ Years}}}$$

Los intereses $INTEREST_t$ pagados en el año t son los gastos financieros, es decir, la parte de la anualidad destinada a los intereses. Se define a continuación:

$$INTEREST_{t=1} = FINANCIED\ AMOUNT \cdot Interest\ Rate$$

$$INTEREST_{1 < t \leq Loan\ Duration} = PENDING_{t-1} \cdot Interest\ Rate$$

Los intereses del primer año se aplican sobre la cantidad total financiada, mientras que para el resto de los años que dura el préstamo se aplicará sobre el capital pendiente del año anterior.

Por tanto, la cantidad del préstamo que se devuelve el año t , $CAPITAL_t$ será:

$$CAPITAL_{t \leq Loan\ Years} = ANUAL\ FEE - INTEREST_t$$

La cantidad pendiente a devolver cada año $PENDING\ CAPITAL_t$ será una variable auxiliar cuya definición requiere incluir dos restricciones:

1. $PENDING\ CAPITAL_{t=1} = FINANCIED\ AMOUNT - CAPITAL_{t=1}$
2. $PENDING\ CAPITAL_{t \leq Loan\ Years} = PENDING\ CAPITAL_{t-1} - CAPITAL_t$

Ya conocidas las variables de la cuenta de resultados, se definirá la variable flujos de caja como:

$$CF_t = REVENUE_t + SAVINGS_t + DEDUCTION_t - TAXES_t - OPEX_t - CAPEX_t - ANUALFEE$$
$$\forall t \in [1, Loan\ Years]$$

$$CF_t = REVENUE_t + SAVINGS_t + DEDUCTION_t - TAXES_t - OPEX_t - CAPEX_t$$
$$\forall t \geq Loan\ Years$$

Función objetivo:

La función objetivo será la suma de los valores actualizados de los flujos de caja durante los 20 años considerados con una tasa de actualización del ratio de descuento:

$$MAX\ Z = MAX\ NPV\ (\text{€}) = \sum_{t=1}^{t=20} CF_t \cdot \frac{1}{(1 + Discount\ rate)^t}$$

4. Aplicación a casos y presentación de resultados

Tras la definición de un modelo de PL genérico se construirán cinco modelos diferentes correspondientes a cada uno de los casos estudiados: Francia, Reino Unido, Alemania, Italia y Bélgica.

Para cada uno de ellos se describirá el marco regulatorio económico (sistema de incentivos), el balance energético correspondiente y los flujos económicos derivados del mismo. Después se expondrá el modelo de PL concreto (parámetros, variables y restricciones). A continuación, se resolverá el problema de dimensionado para diferentes ciudades (una de elevado valor de irradiación y otra de bajo valor) y, para cada una de ellas se considerarán dos escenarios diferentes (residencial y comercial). Finalmente, se realizará un análisis de sensibilidad para validar el modelo.

Debido a que los precios de la electricidad son publicados bianualmente, todos las tarifas FIT y valores asociados a los incentivos a la fotovoltaica son valores para el primer semestre del 2013.

4.1 Francia

4.1.1 Hipótesis iniciales: Incentivos y balance energético

En Francia, existe un sistema Feed In Tariff, en el cual, el productor de energía fotovoltaica puede vender su energía inyectada en red por un valor de FIT (€/kWh). Este contrato dura 20 años, y el valor de la tarifa variará anualmente con la inflación, con un 20% de indexación. Además, el productor puede disfrutar de un Bonus del 5% sobre la tarifa, si los módulos se han producido en el Espacio Económico Europeo (EEE) y hasta un 10%, si además se han montado y laminado en el EEE.

El valor de las tarifas depende del tipo de sistema de instalación: residencial, edificios de educación o salud, BIPV ("Building Integrated Photovoltaic systems", edificios con paneles fotovoltaicos integrados), otros edificios y huertas solares, ya para cada una de ellas diferencia entre integradas en la propia edificación del edificio, ya sean tejados o muros exteriores (BIPV) e integradas simplificadas, que son instalaciones acopladas al edificio, siendo éstas un elemento externo del mismo. Además el valor de la tarifa FIT correspondiente depende del rango de potencia instalado.

Para este caso de estudio consideraremos los siguientes valores FIT:

System type	0-9 kWp	9-36 kWp	36-100 kWp	100-1200 kWp
BIPV Residencial	0.3159	0.1817	0.1727	0.0818
Integ. Simpl. Residencial	0.1817	0.1817	0.1727	0.0818
BIPV Enseignement et santé	0.3159	0.1817	0.1727	0.0818
Integ. Simpl. Enseignement et santé	0.1817	0.1817	0.1727	0.0818
BIPV Outres	0.3159	0.1817	0.1727	0.0818
Integ. Simpl. Outres	0.1817	0.1817	0.1727	0.0818
Centrale au sol	0.0818	0.0818	0.0818	0.0818

Tabla 1: Tarifas FIT (€/kWh) para Francia en el primer semestre del año 2013. FUENTE: CRE

Por otro lado, existen subvenciones para instalaciones residenciales de menos de 9 kWp, en este caso de una cantidad fija (D_0) de 1056 € si es menor o igual de 3kWp y de (D_1) 0.352 € por kWp instalado si su tamaño supera los 3 kWp. Además, para instalaciones de menos de 3kWp se aplica un IVA más bajo del 7% en costes de material e instalación y tasa de impuestos reducidos.

Balance energético:

En Francia el precio de la energía eléctrica es muy bajo, en comparación con el valor de las tarifas FIT, por tanto el productor de energía fotovoltaica francés venderá toda su energía producida al distribuidor eléctrico. Debido a esto no hay auto consumo, y toda la energía producida se inyecta en red.

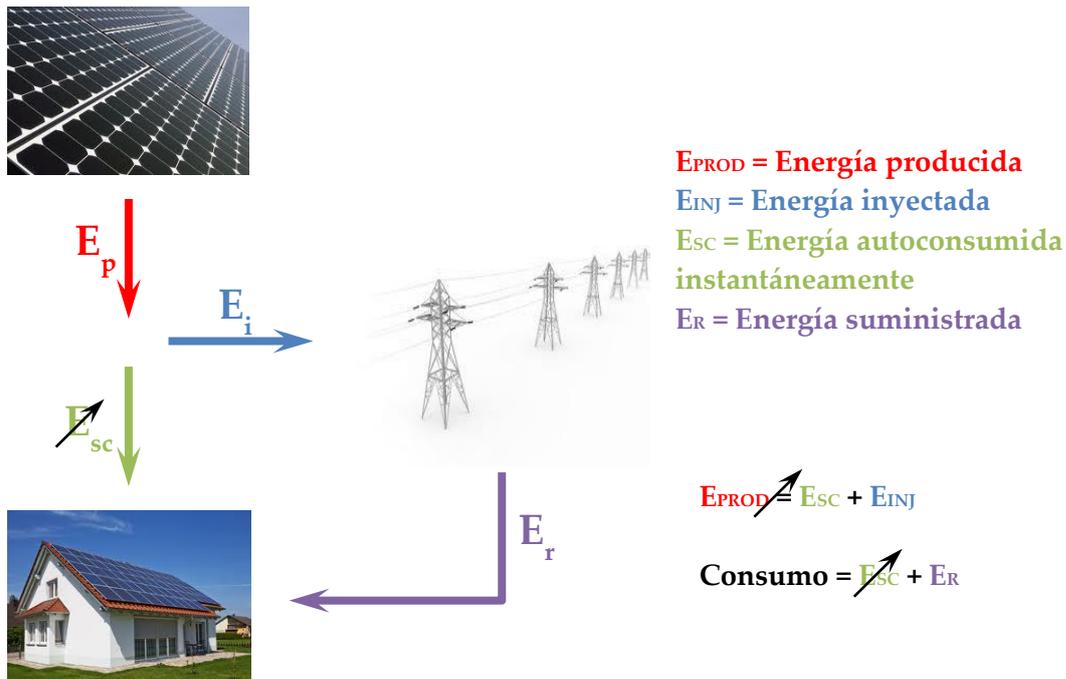


Figura 21: Esquema del balance energético para Francia

Los flujos energéticos derivados del balance energético anterior, que participan en este modelo son:

1. Energía producida por los paneles fotovoltaicos: calculada como el producto de la potencia instalada por horas solares.
2. Energía inyectada: igual a la energía producida.
3. Energía auto consumida: no hay auto consumo por tanto su valor es cero.
4. Energía ahorrada: no se ahorra energía al no auto consumir.
5. Energía suministrada por la red: igual a todo el consumo.

Los flujos económicos derivados del balance energético, a partir de los cuales se construye la cuenta de resultados son:

1. Ingresos: derivados de la venta de energía al distribuidor eléctrico, serán la energía producida por la tarifa FIT.
2. Ahorros: no existen ahorros en la factura de la luz ya que no hay energía ahorrada.
Como no participa el consumo en los flujos económicos (al no haber auto consumo), la energía producida se calcula anualmente para simplificar los cálculos.

4.1.2 Modelo

Parámetros del modelo

Parámetros asociados a la división por tamaño de instalación

- L_{1j} : límite inferior de potencia para ese intervalo.
- L_{2j} : límite superior de potencia para ese intervalo.
- N = número de intervalos de división. En este caso será de 5, dos intervalos correspondientes al primer rango de tarifa (menores de 9 kWp instalados), con la diferencia entre instalaciones de tamaño reducido (menor o igual que 3 kWp) y las que no; y otros tres intervalos más correspondientes al resto de rangos de tarifa mostrados en la tabla 1.

Parámetros energéticos

Son los explicados en detalle en el apartado 3.5.2. Sin embargo, al no participar el parámetro consumo en los flujos económicos, el balance energético de partida será

anual para simplificar cálculos. Por tanto, los parámetros de consumo y horas solares (*Yield*) serán anuales.

A continuación se muestra un listado y una breve descripción:

Parámetro	Descripción
<i>Consumption</i>	Consumo anual en kWh
<i>Factor de contemporaneidad</i>	Proporción del consumo durante las horas de sol
<i>Yield</i>	kWh/Wp
<i>Degradation_t</i>	Factor degradación anual del módulo
<i>MAX</i>	Tamaño máximo de la instalación (Wp)
<i>MIN</i>	Tamaño mínimo de la instalación (Wp)

Tabla 2: Parámetros energéticos aplicados en Francia

Parámetros económicos

A los parámetros económicos descritos en el apartado 3.5.2 hay que añadir las tarifas FIT, que dependerán del año y del intervalo de potencia instalada: $FIT_{j,t}$ es el valor que toma la tarifa FIT en el año t para el intervalo de potencia j .

La relación con la inflación es de un 20% de indexación, por tanto se calculará con la expresión:

$$FIT_{j,t} = FIT_j \cdot (0.8 + 0.2 \cdot Inflation)^t$$

Parámetro	Descripción
<i>CT (Customer type)</i>	Tipo de cliente
<i>Inflation</i>	Inflación
<i>Discount rate</i>	Ratio de descuento
<i>Electricity Price_t</i>	Precio de la electricidad

<u>Loan duration</u>	Duración del préstamo (en años)
<u>Down Payment</u>	% del coste que indica la inversión inicial
<u>Years amortization</u>	Años de amortización
<u>Interest type</u>	Tipo de interés

Tabla 3: Parámetros económicos aplicados en Francia

Parámetros asociados al tipo de cliente

Son los del apartado 3.5.2 exceptuando las expresiones mostradas en ese apartado para la tasa de impuestos TAX_{rate} , y el IVA VAT , ya que hay que existe una dependencia del tamaño para el modelo residencial. Se resumen en la siguiente tabla:

Parámetro	Descripción
<u>Tax rate_{red}</u>	Tasa de impuestos reducida para particulares
<u>Tax rate_p</u>	Tasa de impuestos no reducida para particulares
<u>Tax rate_c</u>	Tasa de impuestos para empresas
<u>VAT_p</u>	IVA no reducido para personas
<u>VAT_c</u>	IVA para empresas
<u>VAT_{red}</u>	IVA reducido para particulares
<u>Price</u>	Precio de la instalación en €/Wp instalado
<u>Inverter Cost</u>	Precio del inversor en €/Wp instalado
<u>Year Replacement</u>	Año de reemplazamiento del inversor

Tabla 4: Parámetros asociados al tipo de cliente en Francia

Variables del modelo y restricciones asociadas

Como los parámetros dependen de la variable de decisión (tarifas), la función objetivo tendrá forma de función lineal a trozos decreciente. Por tanto se construirá un modelo de P.L. con N variables de decisión según el método 4 de modelización con restricciones para funciones a trozos explicado en el apartado 3.3.2.

Variables de decisión

Potencia instalada en el intervalo (L_{1j} , L_{2j}]:	X_j
Potencia total instalada (Wp):	$Size = \sum_j X_j$
Restricciones de no negatividad:	$X_j \geq 0$
Limitaciones del tamaño de la instalación:	$Size \geq MIN ; Size \leq MAX$

Variables auxiliares

- Bin_j: variable binaria que valdrá 1 si $X_j \in (L_{j-1}, L_j]$ y 0 si no pertenece a este intervalo.

Unido a las restricciones:

$$Bin_j \cdot L_{1,j} \leq X_j \leq Bin_j \cdot L_{2,j}$$

$$\sum_j^n Bin_j = 1$$

Variables energéticas

Energía producida en año t si el tamaño pertenece al intervalo X_j

$$E_{PROD\ j,t} = X_j \cdot Yield \cdot Degradation_t$$

$$E_{PROD\ t} = \sum_{j=0}^N E_{PROD\ j,t}$$

Resto de variables energéticas del apartado 3.5.3:

Energía (kWh)	Anual (del año t)
<u>Producida</u>	$E_{PROD\ t} = \sum_{j=1}^N E_{PROD\ j,t}$
<u>Auto consumida</u>	$E_{SC\ t} = 0$

<u>Inyectada</u>	$E_{INJ t} = 0$
<u>Ahorrada</u>	$E_{SAVED t} = 0$
<u>Suministrada</u>	$Consumption_t$

Tabla 5: Variables energéticas en Francia

Variables económicas

Variable (en el año t)	Expresión
<u>Ingresos obtenidos</u>	$REVENUE_t = \sum_{j=1}^N FIT_j \cdot E_{PROD j,t}$
<u>Ahorros de la factura de la luz</u>	$SAVINGS_t = Esaved_t \cdot Electricity price_t = 0$
<u>Gastos de capital</u> (<u>Inversiones derivadas de la actividad</u>)	$CAPEX t_{t=Year replacement} = Inverter cost_{year replacement} \cdot Size$
	$CAPEX t_{t \neq Year replacement} = 0$
<u>Costes de explotación</u>	$OPEX_t = Maintenance \cdot CAPEX_t$
<u>Intereses</u>	$INTEREST_{t > Loan Years} = 0$
	$INTEREST_{t \leq Loan Years}$ (son los intereses a pagar)
<u>Amortizaciones de las inversiones</u> (sólo amortizan las empresas, es decir, $CT=0$)	$AMORTIZATION_t = (1 - CT) \cdot (AMORTIZATION s_t + AMORTIZATION inverter_t)$
	$AMORTIZATION inverter_t$ (es la amortización de la inversión realizada para reemplazar el inversor)
	$AMORTIZATION s_t$ (es la amortización de la inversión inicial en el sistema)
<u>Beneficio antes de impuestos</u>	$EBT_t = REVENUE_t - CAPEX_t - OPEX_t - INTEREST_t - AMORTIZATION_t$

<p><u>Impuestos</u> (Hay impuestos reducidos para personas, $CT=1$)</p>	$TAXES_t = (1 - CT) \cdot (EBT_t \cdot TAX\ rate_c) + CT \cdot (EBT_{t,red} \cdot TAX\ rate_{red} + EBT_{t,no\ red} \cdot TAX\ rate_p)$
<p><u>Deducciones</u></p>	$DEDUCTION_t = CT \cdot (BIN_0 \cdot D_0 + X_0 \cdot D_1)$

Tabla 6: Variables económicas en Francia

Costes del sistema:

Hay que tener en cuenta que, para residenciales con una potencia instalada de menos de 3kWp, es decir, para valores del intervalo X_0 , hay un IVA reducido, por tanto el coste en euros del sistema será:

$$COST = PRICE \cdot \left(SIZE \cdot (1 + VAT_c) \cdot (1 - CT) + CT \cdot \left(X_0 \cdot (1 + VAT_{red}) + SIZE \cdot (1 + VAT_p) \right) \right)$$

Beneficio antes de impuestos reducido y no reducido (EBT red y no red):

Se crearán dos variables con el valor del EBT, excluyentes ente sí. Una que recoge el valor del EBT si es el EBT correspondiente al de una instalación de menos de 3kWp y EBT no red si no corresponde a ese intervalo.

El valor del mismo se asignará mediante las restricciones:

$$EBT_{Red,t} + EBT_{No\ red,t} - EBT_t = 0$$

$$Bin_0 \cdot EBT_{max} \leq EBT_{Red} \leq Bin_0 \cdot EBT_{max}$$

$$(1 - Bin_0) \cdot EBT_{max} \leq EBT_{No\ red} \leq (1 - Bin_0) \cdot EBT_{max}$$

4.1.3 Óptimo

Se ha estudiado el tamaño óptimo de una instalación fotovoltaica integrada en el edificio (BIPV) para un escenario residencial y un escenario comercial.

Cada uno de los escenarios presenta diferentes valores de parámetros asociados a las condiciones económicas, de financiación, tipo de cliente, precios y costes, presentados en el esquema 1: Datos introducidos por el usuario. Las restricciones de tamaño se han hecho de acuerdo al tipo de escenario, considerando como tamaños mínimos 1kWp y 10 kWp, y máximos 10 kWp y 100kWp, para el residencial y comercial respectivamente. Además, para el escenario residencial se ha considerado un factor de auto consumo del 20% y para el comercial del 75%. Estos mismos valores de limitación de tamaño y de factor de auto consumo se han tomado para el resto de los países.

El tipo de cliente asociado al escenario residencial es un particular o persona física, por tanto no hay amortizaciones de la inversión ni gastos de mantenimiento; mientras que para el escenario comercial, el tipo de cliente es una empresa, considerando una amortización lineal a 10 años de todas las inversiones realizadas y unos gastos de mantenimiento del 1% respecto al coste de la instalación. Para el resto de países estudiados ocurrirá lo mismo, aunque el número de años de la amortización será diferente para cada uno.

Las ciudades de estudio son Burdeos, Marsella y Lyon, con índices de producción final u horas solares (*Yield*) de valor 1208, 1532 y 1120 kWh/kWp respectivamente.

Se ha considerado que los módulos se han fabricado y laminado en el espacio económico europeo (EEE); como consecuencia se ha asignado el bonus y los valores de las tarifas FIT aplicados son un 10 % mayor a las mostradas en las tablas.

Residencial

En este escenario las condiciones económicas y de financiación son las siguientes:

ECONOMIC	
Inflation %	2.50
Discount Rate %	5.00
Years Amortization	10

Tabla 7: Condiciones económicas

PROJECT FINANCE	
Down Payment %	5.00
Interest Rate %	6.50
Loan Duration(years)	15

Tabla 8: Condiciones de financiación

Los parámetros dependientes para este tipo de cliente son los mostradas en las siguientes tablas:

VAT %	19.60
Tax Rate %	29.00

Tabla 9: IVA y Tasa de impuestos para un escenario residencial sin reducción

VAT %	7.00
Tax Rate %	

Tabla 10: IVA y tasa de impuestos reducidos para un residencial

El precio de la luz y su índice de variación esperado en ese escenario son:

Electricity tariff (€/kwh)	0.1423
Electricity price index	0.025

Tabla 11: Precio de la luz y tasa de variación del mismo, para Francia residencial

Se ha considerado un perfil de consumo anual de 4500 kWh y un factor de contemporaneidad del 20%.

Óptimo

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	3000
Price (€/Wp)	4.35
KWh Year 1	4595
Fit (€/kWh)	0.3475
NPV (€)	6157
LCOE(€/kWh)	0.241
PV LCOE(€/kWh)	0.347
PV COE (€/KWh)	0.061
Non PV COE (€/kWh)	0.179

Tabla 12: Óptimo Marsella residencial

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	1000
Price (€/Wp)	4.35
KWh Year 1	1122
Fit (€/kWh)	0.3475
NPV (€)	848
LCOE(€/kWh)	0.329
PV LCOE(€/kWh)	0.474
PV COE (€/KWh)	0.163
Non PV COE (€/kWh)	0.179

Tabla 13: Óptimo Lion residencial

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	3000
Price (€/Wp)	4.35
KWh Year 1	3625
Fit (€/kWh)	0.3475
NPV (€)	1636
LCOE(€/kWh)	0.305
PV LCOE(€/kWh)	0.440
PV COE (€/KWh)	0.148
Non PV COE (€/kWh)	0.179

Tabla 14: Óptimo Burdeos residencial

En todas las ciudades el tamaño óptimo es menor o igual que 3 kWp, lo que implica el derecho a unas subvenciones fijas de 1056 € para el primer año, la reducción del IVA (7%) y la exención de impuestos.

En Marsella y Burdeos se alcanza el óptimo para 3kWp, mientras que en Lion, la de menor irradiación, el óptimo es el tamaño mínimo restringido. Si observamos el valor de la función objetivo VAN (NPV) de las dos primeras, es mayor que el valor de las deducciones fijas correspondientes (1056 €); mientras que en Lion es menor (sus flujos de caja netos, sin tener en cuenta el valor de las subvenciones serían negativos), lo que explica que el valor sea el mínimo tamaño.

Las tablas reflejan que la ciudad más rentable es Marsella, ya que su VAN es mayor. Esto se debe que al tener mayor irradiación permite producir más energía a partir de la misma potencia, y por tanto tener un coste unitario de producción mas bajo (PV LCOE) que el resto de ciudades.

Comercial

En este escenario las condiciones económicas y de financiación son las siguientes:

ECONOMIC	
Inflation %	2.50
Discount Rate %	5.00
Years Amortization	10

Tabla 15: Condiciones económicas

PROJECT FINANCE	
Down Payment %	20.00
Interest Rate %	6.00
Loan Duration (years)	15

Tabla 16: Condiciones de financiación

Se observa que el ratio de descuento es el mismo, que para el escenario residencial.

VAT %	
Tax Rate %	34.43

Tabla 17: IVA y tasa de impuestos del escenario residencial

El precio de la luz y el índice de variación del mismo en ese escenario es:

Electricity tariff (€/kwh)	0.0987
Electricity price index	0.025

Tabla 18: Precio de la luz para Francia comercial

El valor del consumo anual total considerado para el escenario comercial es de 120 MWh y el factor de contemporaneidad del 75%.

Óptimo

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	100000
Price (€/Wp)	2.25
KWh Year 1	153170
Fit (€/kWh)	0.1900
<hr/>	
NPV (€)	70717
LCOE(€/kWh)	0.135
PV LCOE(€/kWh)	0.123
PV COE (€/KWh)	0.079
Non PV COE (€/kWh)	0.124

Tabla 19: Óptimo Marsella comercial

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	36000
Price (€/Wp)	2.25
KWh Year 1	40393
Fit (€/kWh)	0.1999
<hr/>	
NPV (€)	4343
LCOE(€/kWh)	0.185
PV LCOE(€/kWh)	0.167
PV COE (€/KWh)	0.121
Non PV COE (€/kWh)	0.124

Tabla 20: Óptimo Lyon comercial

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	100000
Price (€/Wp)	2.25
KWh Year 1	120827
Fit (€/kWh)	0.1900
<hr/>	
NPV (€)	16701
LCOE(€/kWh)	0.172
PV LCOE(€/kWh)	0.155
PV COE (€/KWh)	0.114
Non PV COE (€/kWh)	0.124

Tabla 21: Óptimo Burdeos comercial

En todos los casos los valores óptimos de tamaño coinciden con los valores extremos del cambio de tarifa, esto se debe a que todo lo que se produce se vende y se valora a esa tarifa, por tanto dependiendo exclusivamente del valor *Yield* el valor del óptimo valdrá 100kWp si es Marsella o Burdeos y 36 kWp si es Lion.

En todos los casos el valor del coste de producir la energía (PV LCOE) es menor que la tarifa FIT considerada, es decir, el coste de producción es menor que el coste de la venta de la energía producida.

4.1.4 Análisis de sensibilidad

Para comprobar la validez del modelo se ha realizado un estudio de sensibilidad para un caso concreto, basándonos en los parámetros más significativos: tarifas FIT y tipo de interés. El caso de estudio ha sido la ciudad de Burdeos, con un valor de irradiación intermedio.

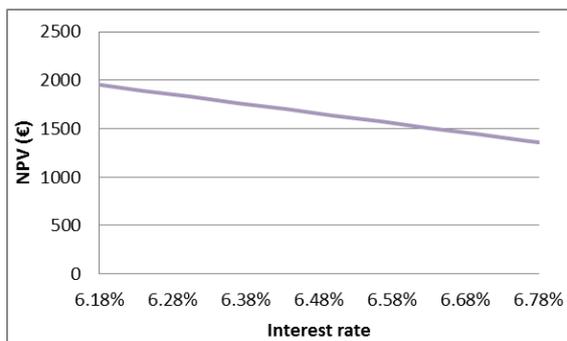
Se ha variado el valor de cada uno de los parámetros de interés desde un -5% a un 5%, para observar la variación que produce sobre el tamaño óptimo de la instalación y sobre la función objetivo.

Se ha representado en gráficas la variación del valor de la función objetivo y del óptimo respecto al parámetro considerado. Todas las gráficas están centradas en el valor del parámetro original, es decir, sin ningún tipo de variación.

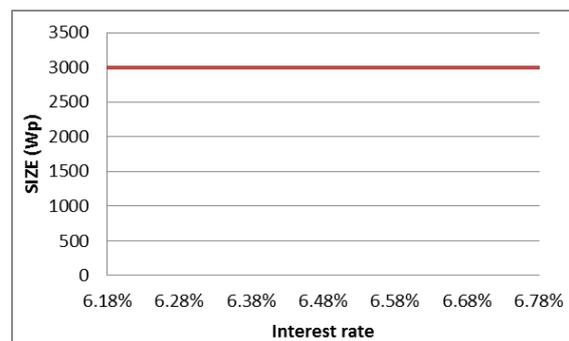
Los parámetros estudiados son los siguientes:

1) Sensibilidad respecto al tipo de interés

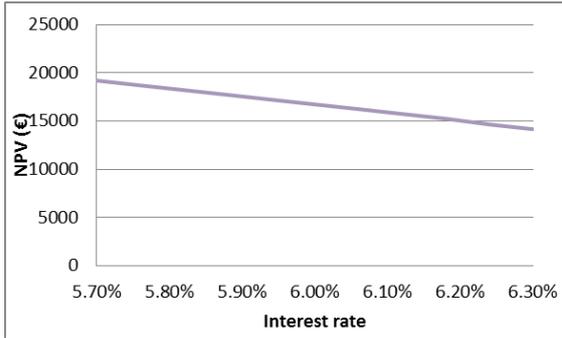
El tipo de interés para el modelo residencial es del 6.5% y el del modelo comercial del 6%, las gráficas siguientes se encuentran centradas en ese valor.



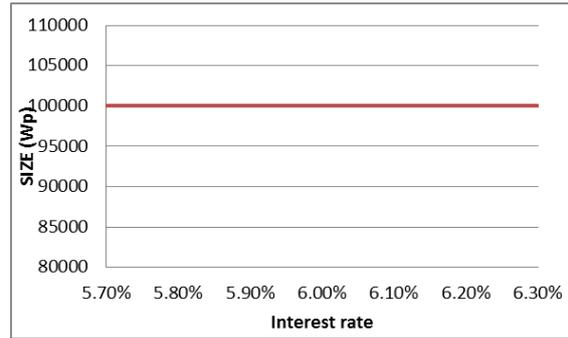
Gráfica 1: Francia residencial. NVP vs. IR



Gráfica 2: Francia residencial SIZE vs. IR

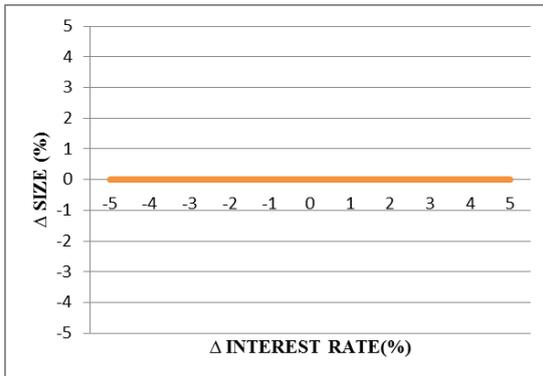


Gráfica 3: Francia comercial NPV vs. IR

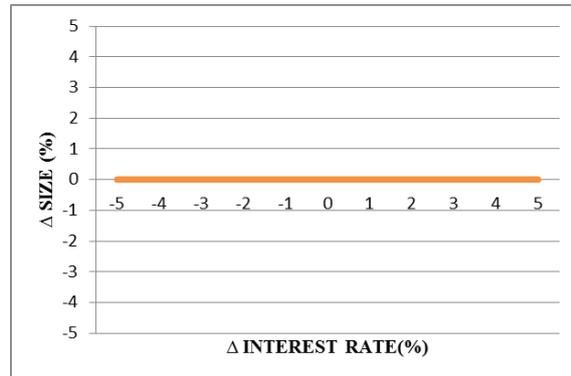


Gráfica 4: Francia comercial SIZE vs. IR

En ambos escenarios se observa una relación respecto al tipo de interés muy parecida, ya que ambos poseen un valor del tipo de interés cercano y la duración del préstamo es la misma. Analizando las gráficas, se detecta que al aumentar el tipo de interés, disminuye el valor de la función objetivo. Sin embargo, no se aprecia variación del óptimo para cambios en el tipo de interés. Se puede decir que el modelo no es sensible a un cambio de menos del 5% de este parámetro.



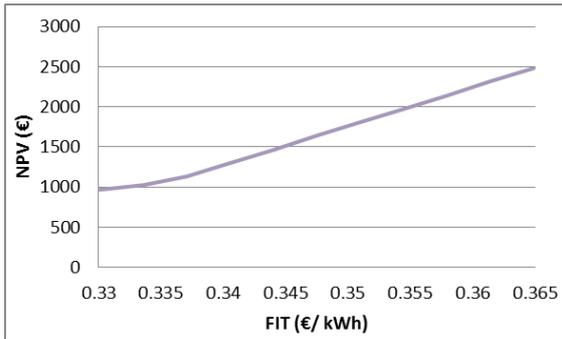
Gráfica 5: ΔSIZE vs. ΔInterest Rate para
Francia residencial



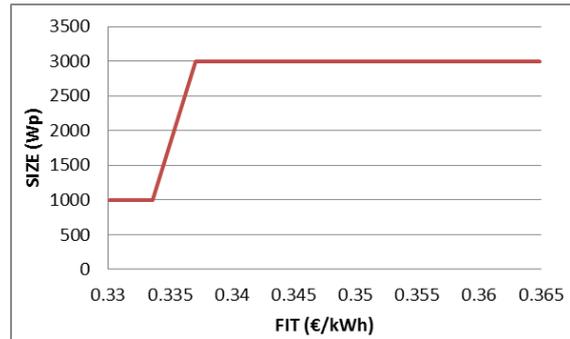
Gráfica 6: ΔSIZE vs. ΔInterest Rate para
Francia comercial

2) Sensibilidad respecto a la tarifa FIT

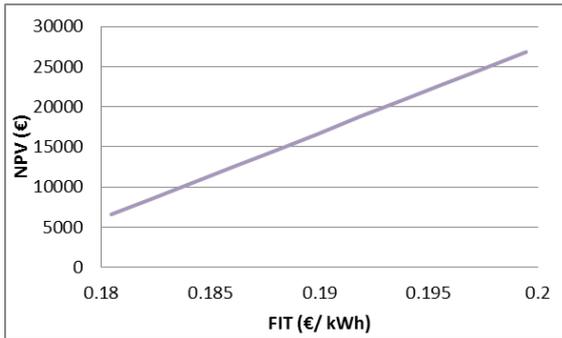
Las tarifas FIT tienen un valor del 0,3475 €/kWh instalado y 0,1999 €/kWh para el óptimo considerado en este caso de estudio. Las figuras están centradas en este valor.



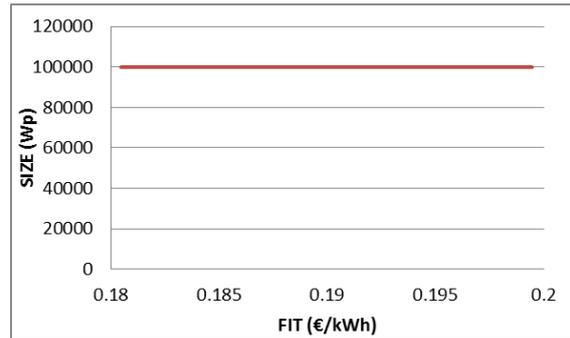
Gráfica 7: Burdeos residencial NPV vs. FIT



Gráfica 8: Burdeos residencial SIZE vs. FIT



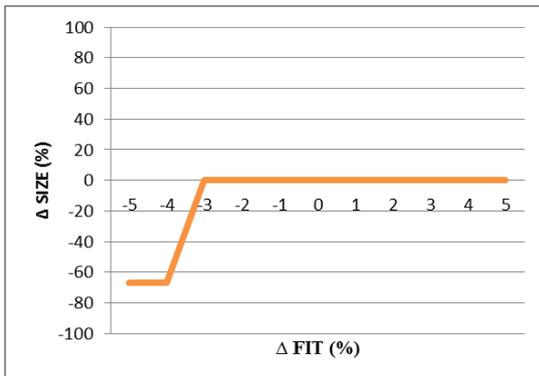
Gráfica 9: Burdeos comercial NPV vs. FIT



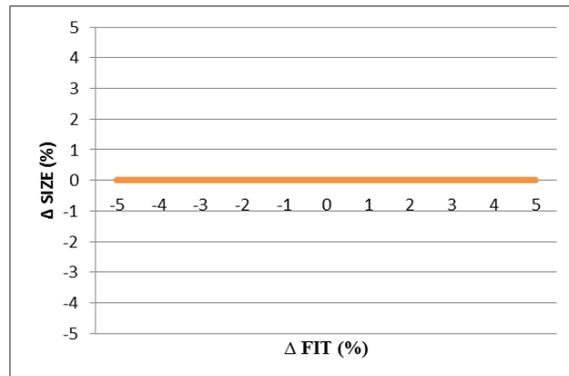
Gráfica 10: Burdeos comercial SIZE vs. FIT

La contribución de la tarifa FIT a la función objetivo es mayor que la del tipo de interés (en un escenario residencial una subida del 1% de la tarifa supone una subida superior al 10% del valor del VAN, mientras que una subida del 1% del tipo de interés implica una bajada del VAN menor del 4%).

En la gráfica 11 se observa que en el modelo residencial a partir de una bajada del 3% de la tarifa FIT, el óptimo pasa a tomar el valor mínimo restringido (1kWp), lo que provoca una disminución del 66%. Por tanto, un modelo residencial es muy sensible al cambio de la tarifa; sin embargo, en un escenario comercial el óptimo no es sensible a cambios menores del 5% en la tarifa.



Gráfica 11: ΔSIZE vs. ΔFIT para Francia residencial



Gráfica 12: ΔSIZE vs. ΔFIT para Francia comercial

Conclusiones

En Francia, al vender todo lo que se produce, el valor del óptimo será siempre el valor del extremo superior dentro de la tarifa correspondiente, la tarifa FIT elegida por el modelo será aquella para la que los ingresos derivados de la venta de energía menos los flujos de salida asociados (impuestos, gastos financieros, ...) sean máximos. Podemos decir, que esta tarifa estará marcada básicamente por la localización, ya que determinará el valor de energía producida por kWp instalado (Yield). A la vista de los resultados se puede decir que instalar un sistema fotovoltaico para un consumidor tipo en Francia es rentable, ya que todos los valores del VAN es positivo.

En el escenario residencial, puesto que hemos considerado la ciudad de máxima irradiación (Marsella) y por tanto, la que mayor energía produce por vatio instalado, el óptimo siempre tomará un valor menor de 3kWp que asegure la exención de impuestos, un IVA reducido y el derecho a unas subvenciones fijas. El valor de la tarifa será un parámetro crítico, ya que determinará, junto con el valor de la Irradiación, si la instalación es rentable por si misma (VAN positivo) sin tener en cuenta las subvenciones.

En el escenario comercial, no hay ningún tipo de reducción, el valor del óptimo será el valor del extremo de tarifa seleccionada por el modelo. Además, para este escenario los costes unitarios de la producción de energía fotovoltaica (PV LCOE) para un determinado consumidor, son menores que los costes LCOE de referencia, debido al ahorro de impuestos derivado de la amortización que compensa los costes de financiación del sistema.

4.2 Reino Unido

4.2.1 Hipótesis iniciales: Incentivos y balance energético

En Reino Unido existe un modelo de Feed-in-Tariff como método para promover la generación de electricidad por fuentes renovables. El esquema está regulado por el DECC o Departamento gubernamental de Energía y Cambio Climático.

El suministrador eléctrico paga al productor de fotovoltaica por la totalidad de la producción y además por el exceso de generación a una tarifa de exportación.

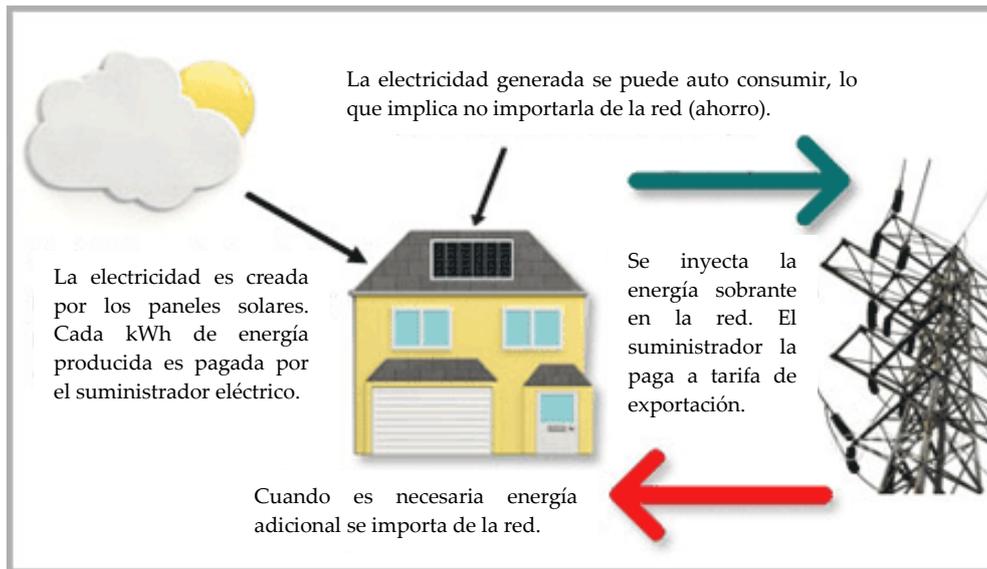


Figura 22: Esquema del balance energético en Reino Unido

Por tanto existen tres tarifas:

- **Tarifa de Generación (FIT):** el suministrador eléctrico paga por cada kWh de electricidad producido. Una vez registrado el sistema, los niveles de tarifas están garantizados para un periodo de la tarifa de hasta 20 años y están indexados a la inflación, en línea con el índice de precios al consumo (IPC) o Retail Price Index (RPI) . Esta tarifa aplicada a la producción depende del tamaño de la instalación y del tipo de sistema.
- **Tarifa de exportación:** se recibe 0.0464 £ del suministrador eléctrico por cada kWh inyectado en la red, es decir, se vende lo que se genera y no se auto consume.
- **Tarifa de importación (tarifa eléctrica):** precio del kWh que paga el consumidor en el punto de consumo, es decir, es el precio de la electricidad que paga en su factura eléctrica. Para este y todos los modelos se espera que la electricidad aumente anualmente respecto al índice de variación del precio de la electricidad (Electricity Price Index, EPI).

Las tarifas dependen del tamaño de la instalación y del tipo de sistema, considerando la división de instalaciones nuevas, instalaciones "retrofit" y sistemas aislados.

FIT	0-4 kWp	4-10 kWp	10-50 kWp	50-150 kWp	150-250 kWp	250-50000 kWp
Retrofit	0.1544	0.1399	0.1303	0.1150	0.1100	0.0710
New Build	0.1544	0.1399	0.1303	0.1150	0.1100	0.0710
StandAlone	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710

Tabla 22: Tarifas de generación FIT (£/kWh) en el primer semestre del 2013 para Reino Unido.

FUENTE: www.fitariffs.co.uk

En este país no hay subvenciones ni reducciones del IVA o tasa de impuestos como en el caso de Francia.

Balance energético

Durante las horas de sol los paneles fotovoltaicos producen energía, esta energía se autoconsume instantáneamente, y si las necesidades energéticas de ese momento son menores que la energía producida, la energía sobrante se inyectará en red. La parte del consumo que no se cubra con los paneles fotovoltaicos se comprará a la red.

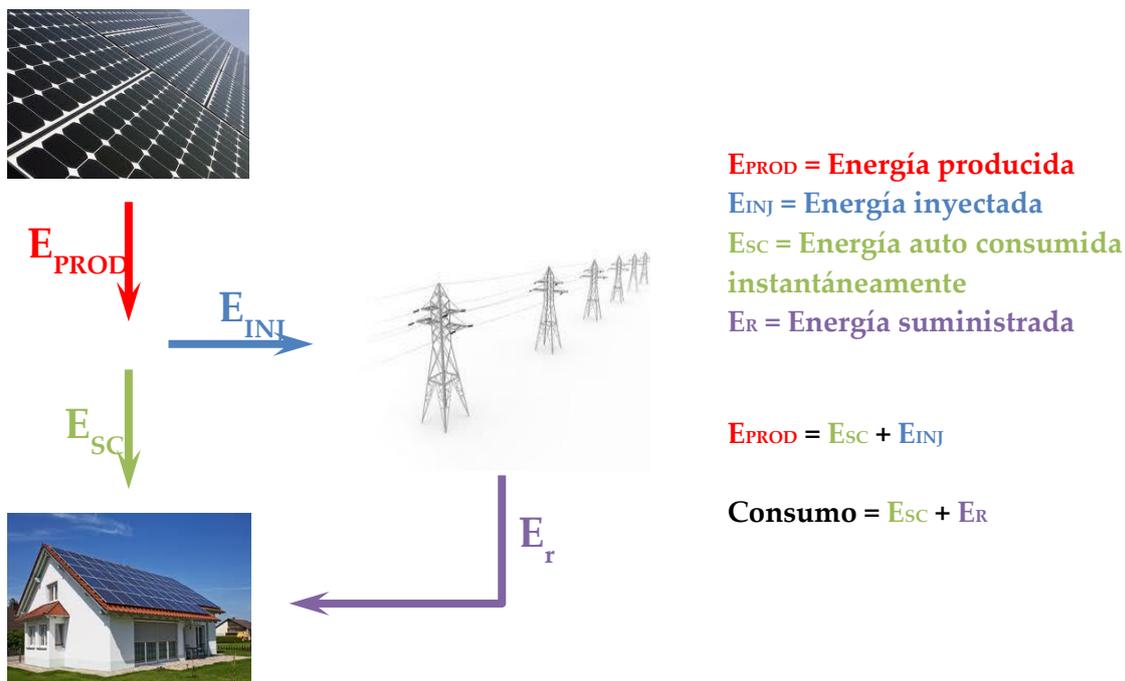


Figura 23: Esquema del balance energético en Reino Unido

Se partirá de un balance energético mensual en el que los flujos energéticos derivados son:

1. Energía producida: será calculada mensualmente como potencia instalada por horas solares mensuales ($Yield_m$).
2. Energía auto consumida: es aquella parte de la energía producida por los paneles que se auto consume instantáneamente.

En cada momento será el mínimo entre la energía producida y el consumo; sin embargo, al ser un balance energético mensual, el valor de la energía auto consumida será el mínimo entre la energía producida y la parte del consumo mensual que se realiza durante las horas de sol o funcionamiento de los paneles (esta proporción se expresa gracias al factor contemporaneidad). Por tanto, solamente se puede abastecer con la energía producida de los paneles

aquella parte del consumo que se da durante las horas de sol (momento de funcionamiento de los paneles), que viene dado por la el productor del consumo por el factor de contemporaneidad. La expresión matemática para la energía auto consumida es:

$$\text{mínimo (Energía producida, Consumo} \cdot \text{Factor contemporaneidad)}$$

3. Energía inyectada: la energía inyectada en red será la diferencia entre la producida y la auto consumida.
4. Energía ahorrada: al ser la ahorrada de la factura de la luz será la auto consumida.
5. Energía comprada/suministrada: aquella que no se abastece por auto consumo y se compra al distribuidor eléctrico, será la diferencia entre el consumo y el auto consumo.

A partir de este balance energético mensual, el balance energético anual será la suma de todos los meses para cada una de las variables energéticas anteriores. A partir de los flujos energéticos anuales se obtendrán las variables económicas que darán lugar a la cuenta de resultados:

1. Ingresos: Son los derivados de lo que la compañía eléctrica paga por la energía producida y además, por la energía inyectada. Su expresión será la siguiente:

$$\text{Tarifa de generación(FIT)} \cdot E_{\text{producida}} + \text{Tarifa exportación} \cdot E_{\text{Inyectada}}$$

2. Ahorros: Es lo que se deja de comprar a la compañía eléctrica. Su expresión es:

$$\text{Precio de la electricidad} \cdot E_{\text{autoconsumida}}$$

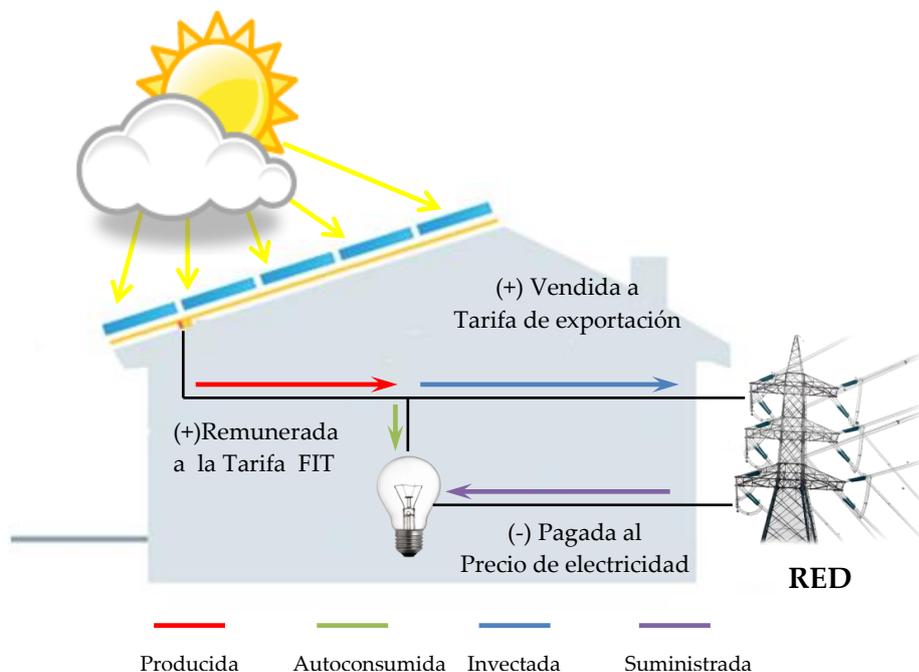


Figura 24: Esquema de los flujos energéticos y flujos económicos del modelo de Reino Unido

En la figura anterior se muestra un esquema de los diferentes flujos energéticos descritos y económicos. Los flujos que tienen un símbolo (+) indican entradas económicas y los que tienen (-) indican salidas.

4.2.2 Modelo

Parámetros del modelo

Parámetros asociados a la división por tamaño de instalación

- L_{1j} : Límite inferior de potencia para ese intervalo.
- L_{2j} : Límite superior de potencia para ese intervalo.
- N : Número de intervalos de división, en este caso hay tantos intervalos como intervalos de tarifa mostrados en la tabla 22.

Parámetros energéticos

Para Reino Unido y los siguientes modelos, el balance energético de partida será mensual, por lo que los parámetros consumo y horas solares (Yield) serán mensuales.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los parámetros del modelo:

Parámetro	Descripción
$Consumption_m$	Consumo mensual en kWh
$Factor\ de\ contemporaneidad$	Proporción del consumo durante las horas de sol
$Yield_m$	Horas solares en el mes m kWh/Wp
$Degradation_t$	Factor degradación anual del módulo
MIN	Tamaño mínimo de la potencia
MAX	Tamaño máximo de la potencia

Tabla 23: Parámetros energéticos aplicados en Reino Unido

Parámetros económicos

Para el cálculo de incentivos se debe tener en cuenta las tarifas de importación y generación expresadas en £/kWh:

- $FIT_{t,j}$: valor de la tarifa de generación o tarifa FIT correspondiente al año t y el intervalo de potencia instalada j . Como se ha mencionado anteriormente, la tarifa varía anualmente ligado al índice de precios al consumo (Retail Price Index en inglés, RPI). Por tanto su relación con el tiempo se puede expresar:

$$FIT_{j,t} = FIT_j \cdot (1 + RPI)^{t-1}$$

- $Excedent\ tariff_t$: valor de la tarifa de exportación en el año t . Su relación respecto al tiempo es la misma que la de la tarifa FIT. Por tanto se puede expresar como:

$$Excedent\ tariff_t = Excedent\ tariff \cdot (1 + RPI)^{t-1}$$

El precio de la electricidad se calculará igual que en el modelo general, la variación anual se hará respecto al índice de variación de precios de la electricidad (EPI).

A continuación se presenta un resumen de todos los parámetros económicos del modelo:

Parámetro	Descripción
CT (<i>Customer type</i>)	Tipo de cliente
$Inflation$	Inflación anual esperada
EPI (<i>Electricity Price Index</i>)	Índice de variación del precio de la electricidad esperado
RPI (<i>Retail Price Index</i>)	Índice de variación de precios
FIT	Tarifa Feed In Tariff (£/kWh producido)

<u>Excedent tariff</u>	Tarifa de exportación (£/kWh inyectado)
<u>Discount rate</u>	Ratio de descuento
<u>Electricity Price_t</u>	Precio de la electricidad en el año t (£/kWh comprado)
<u>Loan duration</u>	Duración del préstamo (en años)
<u>Down Payment</u>	% del coste que indica la inversión inicial
<u>Interest type</u>	Tipo de interés

Tabla 24: Parámetros económicos para Reino Unido

Parámetros asociados al tipo de cliente

Parámetro	Descripción
<u>Tax rate_p</u>	Tasa de impuestos para particulares
<u>Tax rate_c</u>	Tasa de impuestos para empresa
<u>VAT_p</u>	IVA o VAT para particulares
<u>VAT_c</u>	IVA o VAT para empresa
<u>Price</u>	Precio de la instalación (€/Wp instalado)
<u>Inverter Cost</u>	Precio del inversor (€/Wp instalado)
<u>Year Replacement</u>	Año de reemplazamiento del inversor

Tabla 25: Parámetros asociados al tipo de cliente en Reino Unido

Variables del modelo

Variables de decisión

Potencia instalada en el intervalo (L_{1j} , L_{2j}):	X_j
Potencia total instalada (W_p):	$Size = \sum_j X_j$
Restricciones de no negatividad:	$X_j \geq 0$
Limitaciones del tamaño de la instalación:	$Size \geq MIN ; Size \leq MAX$

Variables auxiliares

- Bin_j : variable binaria que valdrá 1 si X_j pertenece a (L_{j-1} , L_j] y 0 si no pertenece a este intervalo.

Unido a las restricciones:

$$Bin_j \cdot L_{1,j} \leq X_j \leq Bin_j \cdot L_{2,j}$$

$$\sum_j^n Bin_j = 1$$

$$X_j \geq 0$$

- Bin_{scj} : es la variable binaria que valdrá 1 si la energía producida es mayor que el consumo durante las horas de sol (Consumption·Factor contemporaneidad) y 0 en caso contrario. Se utilizará para el cálculo de la energía auto consumida.
- e_{mt} : es el exceso de la energía producida sobre el consumo durante las horas de sol.
- d_{mt} : es el defecto de la energía producida sobre el consumo durante las horas de sol.

Variables Energéticas

Energía producida en el mes m del año t si el tamaño pertenece al intervalo X_j

$$E_{prod\ j,m,t} = X_j \cdot Yield_m \cdot Degradation_t$$

$$E_{prod\ m,t} = \sum_{j=0}^N E_{prod\ j,m,t}$$

En este modelo aparece una nueva variable energética que requiere una explicación más detallada:

- Energía auto consumida en el mes m del año t .

Su valor está totalmente restringido, ya que tiene que ser el mínimo entre el valor de la energía producida (variable) y un parámetro.

Se asociará el valor del mínimo gracias a la creación de dos variables auxiliares excluyentes entre sí (exceso y defecto) y el uso de las restricciones:

$$E_{prod\ m,t} + d_{m,t} - e_{m,t} = Consumption_m \cdot Factor\ Contemporaneidad$$

$$0 \leq d_{m,t} \leq Bin_{sc} \cdot M_{max}^7$$

$$0 \leq e_{m,t} \leq (1 - Bin_{sc}) \cdot M_{max}$$

La expresión matemática que asocia el valor a la variable auto consumo será:

$$E_{sc\ m,t} = \frac{1}{2} \cdot (E_{prod\ m,t} + FC \cdot Consumption_m - d_{m,t} - e_{m,t})$$

Para modelos posteriores siempre que una variable sea el mínimo entre dos valores se procederá a la modelización con variables binarias y auxiliares (exceso y defecto) y las restricciones utilizadas en este apartado.

El resto de variables energéticas se muestran en la siguiente tabla:

⁷ El parámetro M_{max} es un valor suficientemente grande que sirve para acotar el valor de la variable exceso o defecto.

Energía (kWh)	Mensual (mes m del año t)	Anual (del año t)
<u>Producida</u>	$E_{prod\ m,t} = \sum_{j=0}^N E_{prod\ j,m,t}$	$E_{prod\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{prod\ m,t}$
<u>Auto consumida</u>	$E_{sc\ m,t} = \frac{1}{2} \cdot (E_{prod\ m,t} + FC \cdot Consumption_m - d_{m,t} - e_{m,t})$	$E_{sc\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{sc\ m,t}$
<u>Inyectada</u>	$E_{inj\ m,t} = E_{prod\ m,t} - E_{sc\ m,t}$	$E_{inj\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{inj\ m,t}$
<u>Ahorrada</u>	$E_{saved\ m,t} = E_{sc\ m,t}$	$E_{saved\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{saved\ m,t}$
<u>Suministrada</u>	Es la energía suministrada por la red eléctrica: $E_{retrieved\ m,t}$	$E_{r\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{retrieved\ m,t}$
		$E_{r\ m,t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} (Consumption_{m,t} - E_{sc\ m,t})$

Tabla 26: Variables energéticas en Reino Unido

Económicas:

Variable (en el año t)	Expresión
<u>Ingresos obtenidos</u>	$REVENUE_t = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} \sum_{j=1}^N FIT_j \cdot E_{prod\ j,m,t} + Excendent\ tariff_t \cdot E_{inj\ t}$
<u>Ahorros de la factura de la luz</u>	$SAVINGS_t = E_{saved\ t} \cdot Electricity\ price_t$
<u>Gastos de capital</u> (Inversiones derivadas de la actividad)	$CAPEX\ t_{t=Year\ replacement} = Inverter\ cost_{year\ replacement} \cdot Size$
	$CAPEX\ t_{t \neq Year\ replacement} = 0$
<u>Costes de explotación</u>	$OPEX_t = Maintenance \cdot CAPEX_t$
<u>Intereses</u>	$INTEREST_{t > Loan\ Years} = 0$
	$INTEREST_{t \leq Loan\ Years} \text{ (son los intereses a pagar)}$

<u>Amortizaciones de las inversiones</u> (sólo amortizan las empresas, es decir, $CT=0$)	$AMORTIZATION_t = (1 - CT) \cdot (AMORTIZATION_{s_t} + AMORTIZATION_{inverter_t})$
	$AMORTIZATION_{inverter_t}$ (es la amortización de la inversión realizada para reemplazar el inversor)
	$AMORTIZATION_{s_t}$ (es la amortización de la inversión inicial en el sistema)
<u>Beneficio antes de impuestos</u>	$EBT_t = REVENUE_t - CAPEX_t - OPEX_t - INTEREST_t - AMORTIZATION_t$
<u>Impuestos</u> (Hay impuestos reducidos para personas, $CT=1$)	$TAXES_t = EBT_t \cdot TAX\ rate$
<u>Deducciones</u>	0

Tabla 27: Variables económicas en Reino Unido

4.2.3 Óptimo

Se ha estudiado el tamaño óptimo para una instalación fotovoltaica instalada sobre tejado en dos ciudades diferentes: Londres y Portsmouth. El valor de las horas solares anuales son 878 kWh/ kWp y 1069 kWh/ kWp respectivamente.

Las tarifas de generación correspondientes son las tarifas “New Build” de la tabla 22.

Residencial

En este escenario las condiciones económicas y de financiación son las siguientes:

ECONOMIC	
Inflation %	3.00
Discount Rate %	5.00
Years Amortization	10
Retail Price Index %	3.00

Tabla 28: Condiciones económicas

PROJECT FINANCE	
Down Payment %	
Interest Rate %	8.00
Loan Duration (years)	7

Tabla 29: Condiciones financieras

VAT %	5.00
Tax Rate %	
Excedent tariff	0.0464

Tabla 30: IVA, tasa de impuestos y tarifa de exportación (£/kWh) escenario residencial

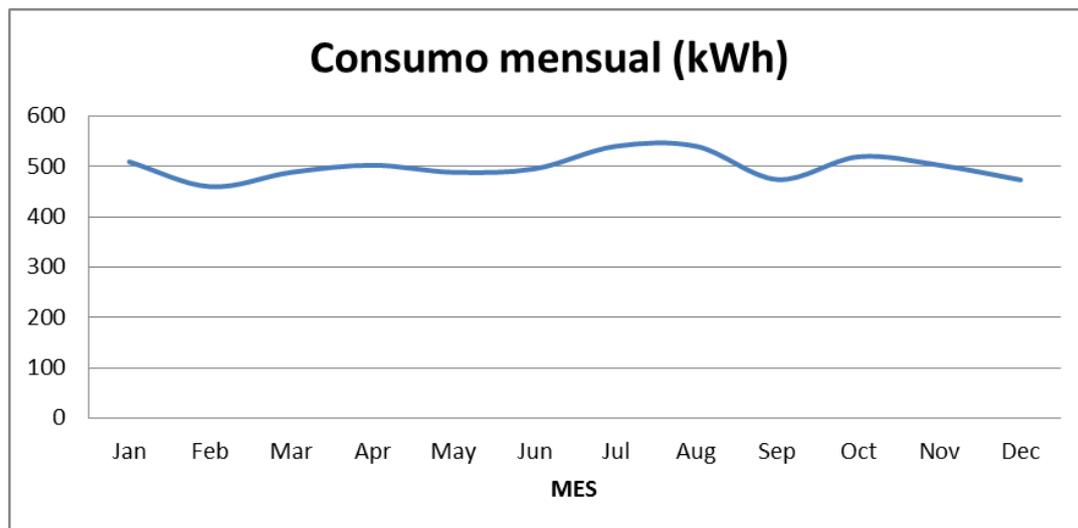
El precio de la luz y el índice de variación esperado en ese escenario es:

Electricity tariff (€/kwh)	0.1451
Electricity price index	0.030

Tabla 31: Precio de la luz para Reino Unido residencial

Todos las cantidades mostradas en las tablas correspondientes a este país son en £ en lugar de en € como podemos ver en la tabla 31 para la tarifa eléctrica.

Se ha considerado un factor de contemporaneidad del 20% y un consumo anual de 6000 kWh repartidos mensualmente según en siguiente perfil:



Gráfica 13: Perfil de consumo mensual residencial en Reino Unido

Como hemos dicho anteriormente en este escenario no se considera amortización ni gastos de mantenimiento asociados a la instalación (OPEX).

Óptimos

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	10000
Price (€/Wp)	1.99
KWh Year 1	8780
Fit (€/kWh)	0.1399
NPV (€)	4805
LCOE(€/kWh)	0.192
PV LCOE(€/kWh)	0.249
PV COE (€/KWh)	0.142
Non PV COE (€/kWh)	0.254

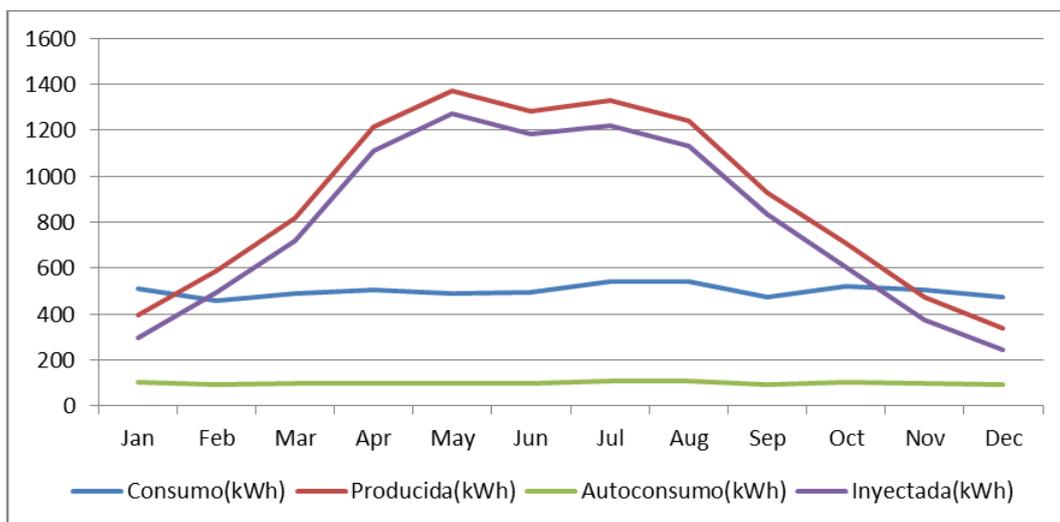
Tabla 32: Óptimo Londres residencial

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	10000
Price (€/Wp)	1.99
KWh Year 1	10690
Fit (€/kWh)	0.1399
NPV (€)	10638
LCOE(€/kWh)	0.157
PV LCOE(€/kWh)	0.205
PV COE (€/KWh)	0.068
Non PV COE (€/kWh)	0.254

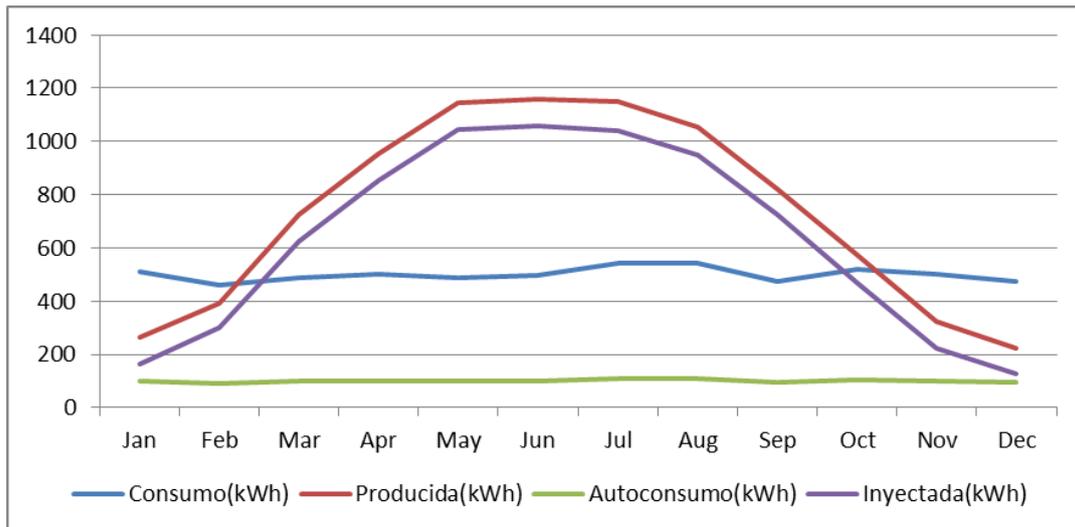
Tabla 33: Óptimo Portsmouth residencial

En las dos ciudades el tamaño óptimo de la instalación es el máximo del escenario. Recordando el cálculo del VAN como el valor actualizado de los flujos económicos de entrada menos los flujos económicos de salida, la justificación del óptimo es sencilla. En primer lugar, la energía producida tiene una doble aportación a los flujos económicos de entrada, por un lado se paga la totalidad de la energía producida; y por otro, cada uno de los dos flujos energéticos en los que se divide tiene una aportación a la entrada económica: la energía auto consumida contribuye en forma de ahorro (valorada al precio de la electricidad) y la energía inyectada se vende a una tarifa de exportación. En lo referente a los flujos económicos de salida es importante mencionar que toda la financiación es ajena, como consecuencia no hay que realizar desembolso inicial (al ser el parámetro *Down Payment* cero) y, además, no hay impuestos (tasa de impuestos igual a 0).

Es interesante mostrar los perfiles energéticos mensuales obtenidos para el tamaño óptimo:



Gráfica 14: Perfiles energéticos para el primer año Portsmouth residencial



Gráfica 15: Perfiles energéticos para el primer año en Londres residencial

Las gráficas anteriores reflejan que la energía producida cada mes por la instalación siempre es mayor que el consumo total que se ha realizado durante las horas de sol, ya que la línea verde que representa la energía auto consumida coincide con el término Consumo · Factor contemporaneidad. Todos los meses del año hay excedentes de producción que se inyectan a la red. Por tanto, la solución obtenida es poco dependiente del consumo y en todo el sector residencial, lo más rentable es instalar la máxima potencia del intervalo para producir e inyectar lo máximo.

Comercial

En este escenario las condiciones económicas y de financiación son las siguientes:

ECONOMIC	
Inflation %	3.00
Discount Rate %	5.00
Years Amortization	10
Retail Price Index %	3.00

Tabla 34: Condiciones económicas

PROJECT FINANCE	
Down Payment %	20.00
Interest Rate %	7.00
Loan Duration (years)	12

Tabla 35: Condiciones financieras

VAT %	
Tax Rate %	24.00
Excedent tariff	0.0464

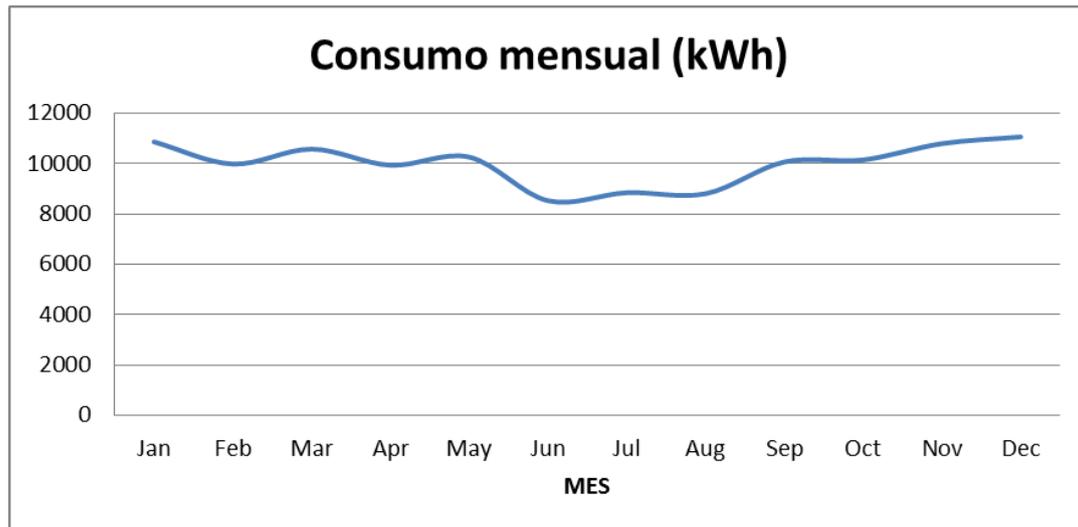
Tabla 36: IVA, tasa de impuestos y tarifa de exportación escenario comercial

El precio de la luz en ese escenario es:

Electricity tariff (€/kWh)	0.1200
Electricity price index	0.050

Tabla 37: Precio de la luz para Reino Unido comercial

Se ha considerado un factor contemporaneidad del 75% y un consumo anual de 150 MWh distribuido mensualmente de la siguiente forma:



Gráfica 16: Perfil de consumo mensual comercial de Reino Unido

En este escenario se amortiza linealmente a 10 años, las inversiones realizadas (inversión inicial del sistema y cambio del inversor) y los gastos de mantenimiento son el 1% de coste de la instalación.

Óptimo

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	100000
Price (€/Wp)	1.81
KWh Year 1	87802
Fit (€/kWh)	0.1150
<hr/>	
NPV (€)	122795
LCOE(€/kWh)	0.191
PV LCOE(€/kWh)	0.195
PV COE (€/KWh)	0.007
Non PV COE (€/kWh)	0.193

Tabla 38: Óptimo Londres comercial

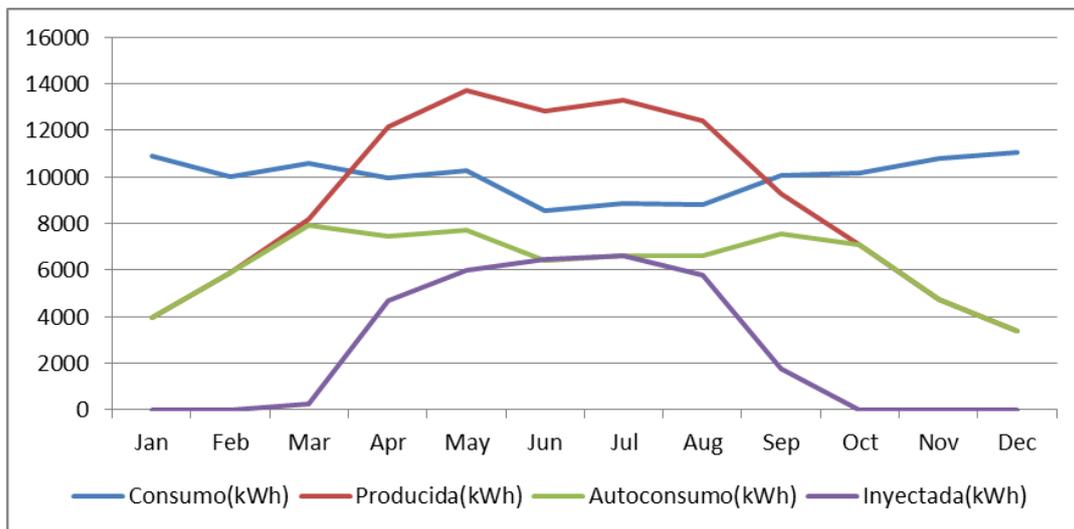
END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	100000
Price (€/Wp)	1.81
KWh Year 1	106896
Fit (€/kWh)	0.1150
<hr/>	
NPV (€)	176565
LCOE(€/kWh)	0.157
PV LCOE(€/kWh)	0.160
PV COE (€/KWh)	-0.040
Non PV COE (€/kWh)	0.193

Tabla 39: Óptimo Portsmouth comercial

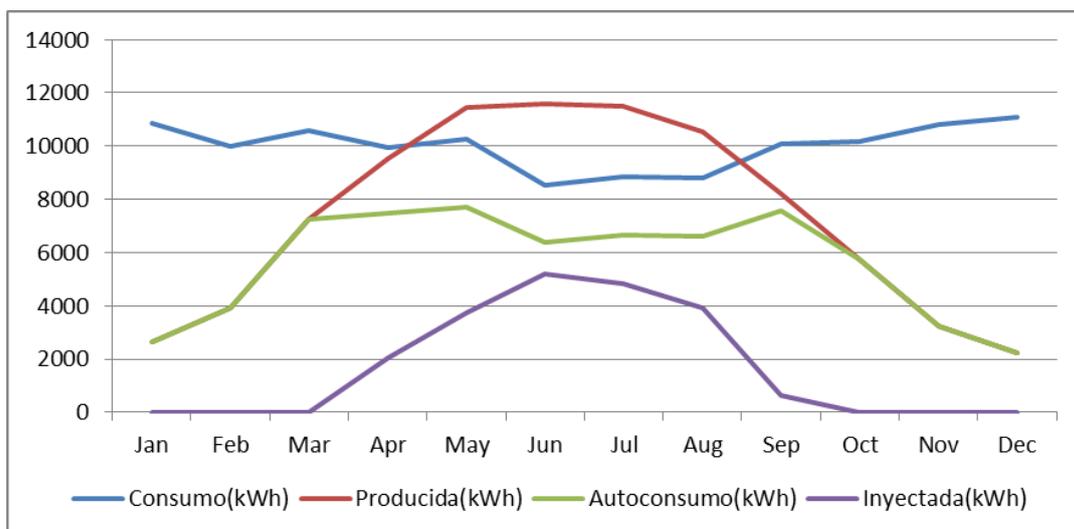
En ambas ciudades, el tamaño óptimo es el máximo del escenario considerado, esto se debe principalmente a que la energía está remunerada, tanto por producir como por inyectar, por tanto interesará producir al máximo.

En este escenario se observa que el coste unitario de producción PV LCOE es mayor que el de referencia LCOE, lo que implica que los gastos financieros son mayores que los ahorros de impuestos derivados de las amortizaciones.

Si analizamos desde un punto de vista del consumidor, y comparamos el coste unitario de la energía comprada a la compañía sin tener en cuenta la instalación fotovoltaica (COE) con el coste PV COE, que descuenta de la factura el valor del NPV (VAN), observamos una gran diferencia. En Londres el valor del VAN casi iguala el valor a pagar al distribuidor eléctrico en la factura, ya que el PV COE toma un valor muy cercano a cero y en Portsmouth; la de ciudad de mayor irradiación, lo supera (el coste unitario PV COE toma un valor negativo, -0.04 £/kWh consumido). Esto quiere decir que los beneficios asociados a los incentivos y a los ahorros, descontando todos los costes asociados superan el valor de la factura eléctrica. Esto en Francia no ocurre.



Gráfica 17: Perfiles energéticos para el primer año Portsmouth Comercial



Gráfica 18: Perfiles energéticos para el primer año en Londres Comercial

Los perfiles energéticos mostrados en las gráficas 17 y 18 son muy similares. Al estar limitado el modelo a un tamaño de 100 kWp, y ser el factor contemporaneidad elevado (75%), habrá meses en los que toda la energía producida se autoconsume (meses de octubre a febrero para Portsmouth, y meses de octubre a marzo para Londres), y en el resto de meses habrá excedentes y por tanto se inyectará en la red. El elevado auto consumo explica el gran impacto en la factura eléctrica, derivado de los ahorros, medido por el coste PV COE.

4.2.4 Análisis de sensibilidad

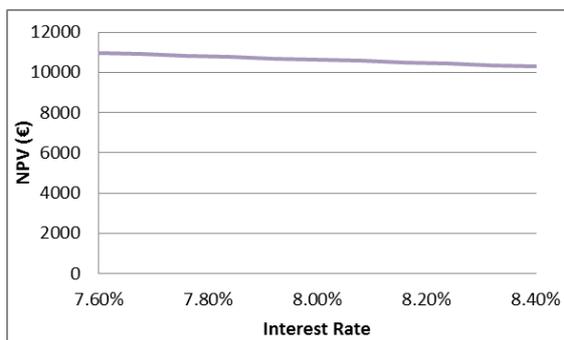
Para comprobar la validez del modelo se ha realizado un análisis de sensibilidad tomando de referencia la ciudad de Portsmouth, parámetros de estudio son:

- Tarifas FIT (de generación).
- Tipo de interés.
- Factor contemporaneidad.

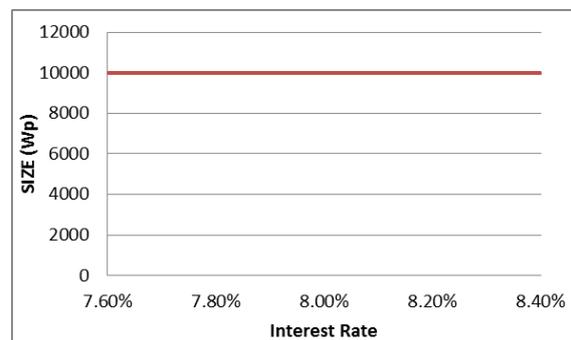
Se ha variado el valor de cada uno de los parámetros de interés desde un -5% a un 5%, para observar la variación que produce sobre el tamaño óptimo de la instalación y sobre la función objetivo.

1. Sensibilidad respecto al tipo de interés

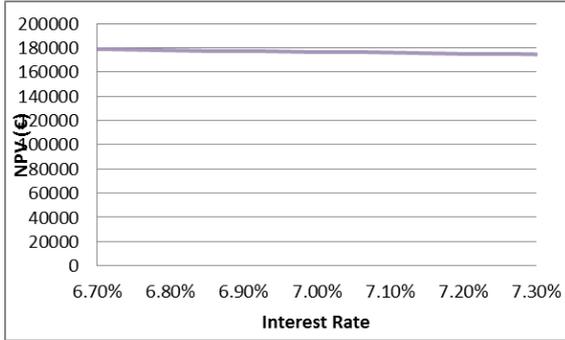
El tipo de interés original (sin modificaciones) del escenario residencial es del 8% y el del comercial del 7%. Las gráficas expuestas a continuación están centradas en esos valores.



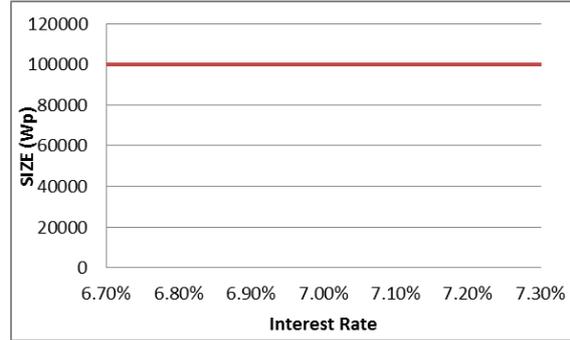
Gráfica 19: Portsmouth Residencial NPV vs. IR



Gráfica 20: Portsmouth Residencial SIZE vs. IR

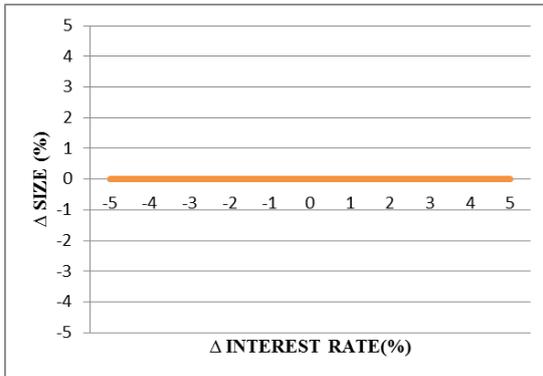


Gráfica 21: Portsmouth Comercial NPV vs. IR

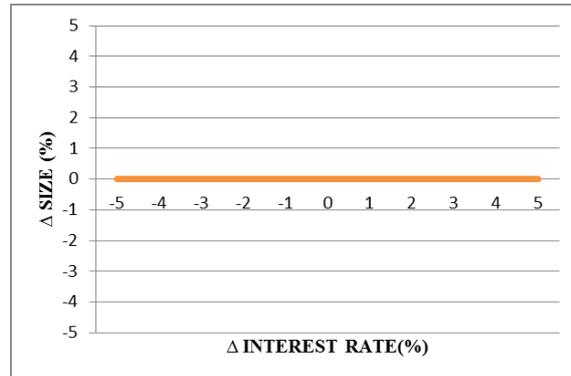


Gráfica 22: Portsmouth Comercial SIZE vs. IR

No se observa ninguna variación del tamaño óptimo de la instalación respecto al tipo de interés. Esto se debe a que la solución es muy rígida, y variaciones de menos del 5% sobre este parámetro no afectan al valor del óptimo.



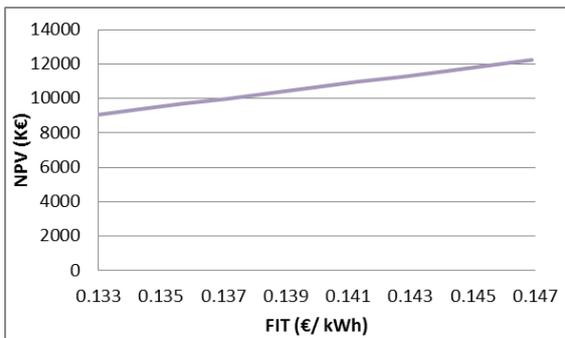
Gráfica 23: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Reino Unido residencial



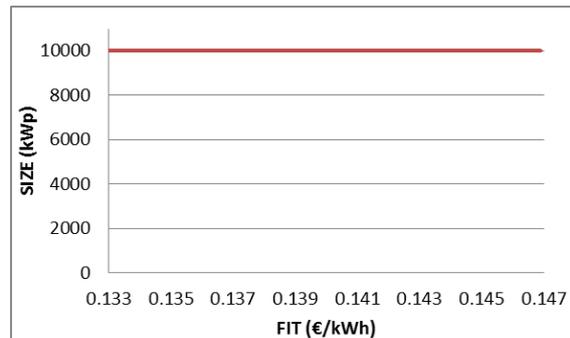
Gráfica 24: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Reino Unido comercial

2. Sensibilidad respecto a la tarifa FIT

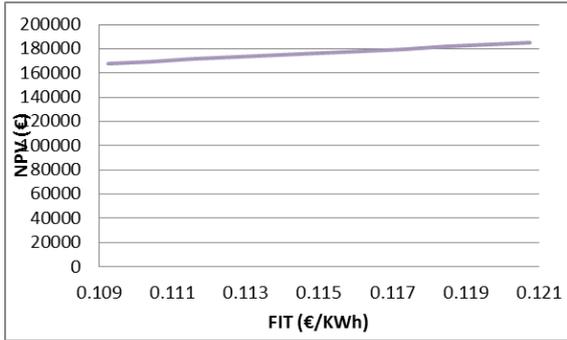
Las tarifas de generación (FIT) son 0.1399 £/ kWh y 0.115 £/kWh para los escenarios residencial y comercial respectivamente.



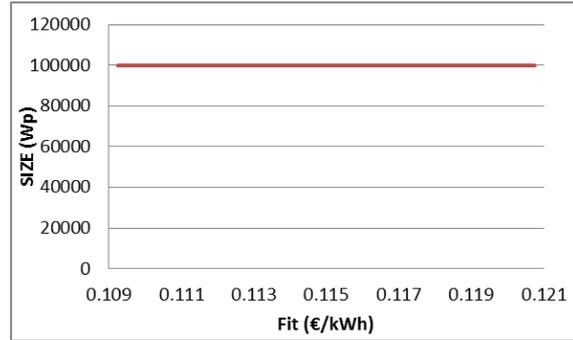
Gráfica 25: Portsmouth Residencial NPV vs. FIT



Gráfica 26: Portsmouth Residencial SIZE vs. FIT

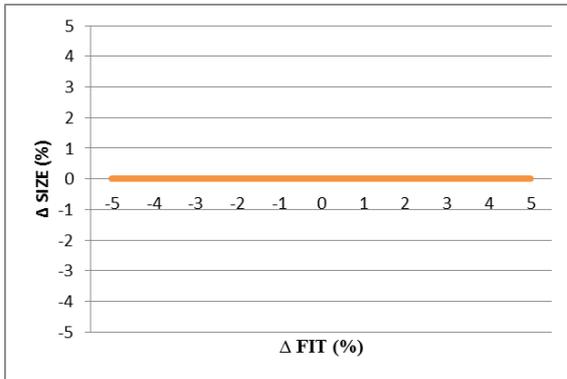


Gráfica 27: Portsmouth Comercial NPV vs. FIT

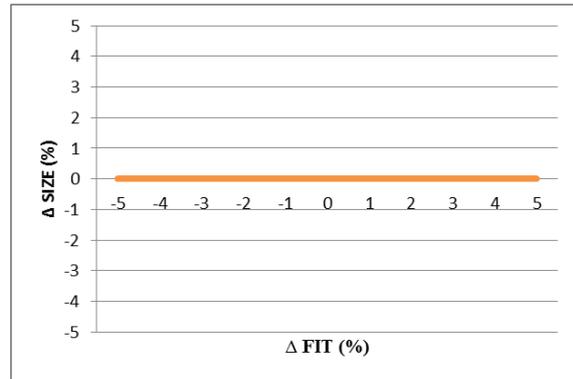


Gráfica 28: Portsmouth Comercial SIZE vs. FIT

Se observa que la aportación del valor de la tarifa al valor de la función objetivo es mayor que la del tipo de interés (la pendiente es mayor); sin embargo, en ninguno de los dos escenarios se observa sensibilidad del óptimo respecto al valor de la tarifa FIT. La solución es muy rígida.

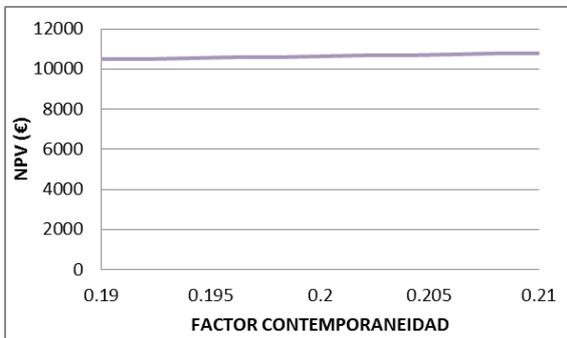


Gráfica 29: Δ SIZE vs. Δ FIT para Reino Unido residencial

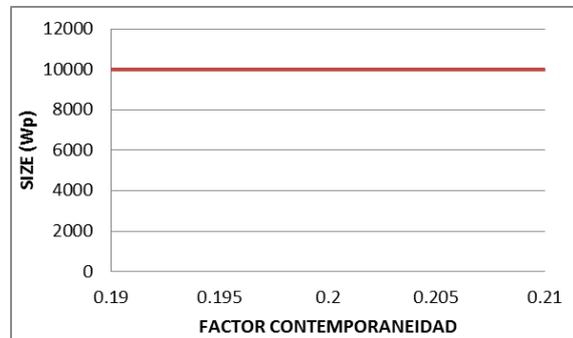


Gráfica 30: Δ SIZE vs. Δ FIT para Reino Unido comercial

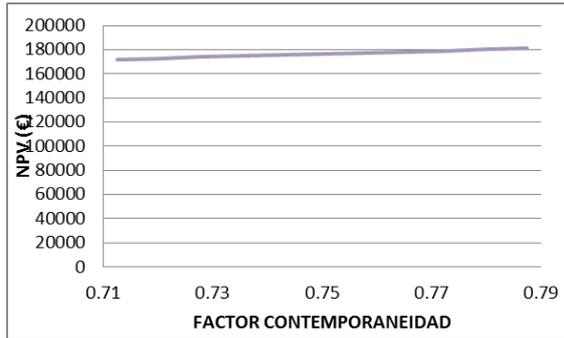
3. Sensibilidad respecto al factor auto consumo o contemporaneidad



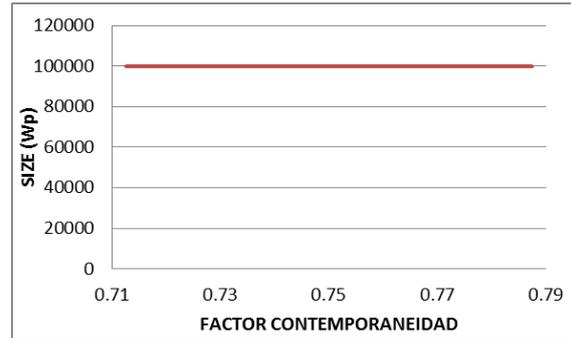
Gráfica 31: Portsmouth Residencial NPV vs. FC



Gráfica 32: Portsmouth Residencial SIZE vs. FC



Gráfica 33: Portsmouth Comercial NPV vs. FC



Gráfica 34: Portsmouth Comercial SIZE vs. FC

Observamos que para los rangos estudiados, el valor del óptimo tampoco varía respecto al factor de contemporaneidad. Por tanto, se puede decir que el valor del óptimo no es sensible a variaciones de menos del 5% sobre el factor contemporaneidad.



Gráfica 35: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Reino Unido residencial



Gráfica 36: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Reino Unido comercial

Conclusiones

Tras los resultados obtenidos se puede decir que Reino Unido basa su mercado fotovoltaico en la producción, ya que se remunera tanto la energía inyectada como la producida. Al haberse tomado de referencia ciudades de baja y alta irradiación para todo el país, podemos decir el valor óptimo de la instalación será de 10 kWp para el escenario residencial y del 100kWp para el comercial (el máximo considerado para cada uno de los escenarios).

En este país es muy interesante analizar el impacto de la instalación sobre la factura eléctrica. Si observamos el valor del coste unitario de energía consumida para los consumidores considerados (PV COE), podemos decir que hay un gran impacto sobre la factura eléctrica, al compararlo con el valor del COE, llegando a valores muy cercanos a 0 e incluso a valores negativos para el caso de Portsmouth, en el escenario comercial (lo que significa que no solo supondrá un ahorro en la factura de la luz, sino que el valor de los flujos económicos derivados del sistema de incentivos obtenido

superará el valor de la factura eléctrica). Por tanto, en Reino Unido es muy rentable la instalación de un sistema fotovoltaico desde el punto de vista del ahorro en la factura de la electricidad.

4.3 Italia (Scambio Sul Posto)

4.3.1 Hipótesis iniciales: Incentivos y balance energético

En Italia, hay un modelo llamado Scambio Sul Posto, que es una combinación de balance neto con la red eléctrica y un sistema especial de valoración de energía. El productor/consumidor de energía fotovoltaica puede inyectar en la red los excedentes de la energía producida (que no se ha podido consumir instantáneamente) y comprar energía a la red cuando sea necesario. Ambas variables (energía inyectada y comprada) son valoradas económicamente por el mecanismo GSE o Gestor de Servicios Energéticos. Si el valor económico de la inyectada es mayor que el valor económico de la comprada, el usuario dispondrá de un crédito económico de valor la diferencia y podrá utilizarlo en consumir energía eléctrica por ese valor. Con este sistema de valoración se persiguen dos objetivos: por un lado, compensar económicamente los intercambios con la red para equilibrar las diferencias entre inyectada y consumida; y por otro lado, permitir "auto consumir" en un momento diferente al de producción, gracias al crédito económico. La compensación económica se realiza mediante el "Conto Scambio" o cuenta de intercambio, y valora no solo la energía intercambiada (cuota de energía) sino también el coste del servicio que conlleva (cuota del servicio).

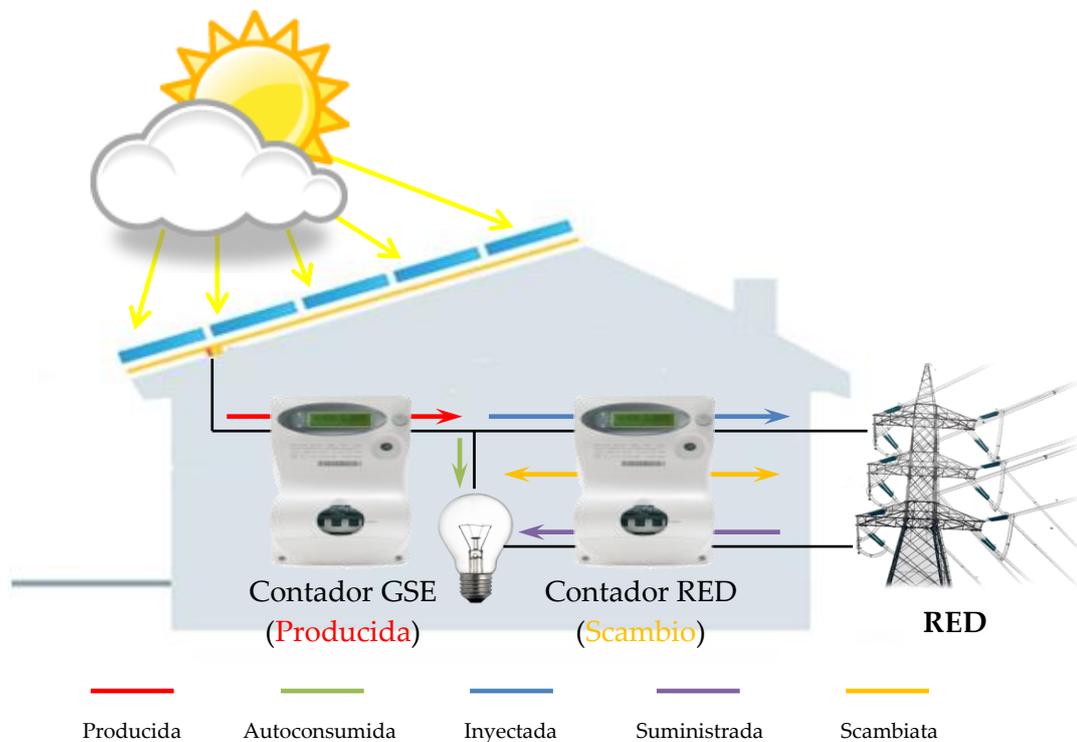


Figura 25: Esquema de los flujos energéticos entre usuario y la red eléctrica para el sistema Scambio Sul Posto de Italia

En la figura anterior se representan los flujos energéticos e intercambios con la red. De la energía producida parte se auto consume instantáneamente y la otra parte se inyecta en red, y cuando es necesario el usuario compra electricidad suministrada por la red. Hay un contador de red bidireccional que mide ese intercambio (scambio), siendo la energía intercambiada el valor mínimo entre la que se ha inyectado y la que se ha consumido de la red.

La expresión que recoge el Conto Scambio o cuenta de intercambio es la siguiente:

$$Cs = \underbrace{\min(O_{ei}; C_{ei})}_{\text{"Cuota de energía"}} + \underbrace{C_{us} \cdot E_s}_{\text{"Cuota del servicio"}}$$

En el término que representa la cuota de energía participan las variables:

- O_{ei} (Onere energía): es el valor económico de la energía consumida de la red.
- C_{ei} (controvalore de la energía inmessa): es el valor de la energía pura inyectada por el usuario en la red.

La cuota de la energía es el valor mínimo entre la energía inyectada en euros y la energía comprada en euros. Si el valor de la inyectada excede al de la comprada, la diferencia se acumulará en forma de crédito.

Para la compensación económica por los gastos de servicio (cuota servicio), participan los términos:

- C_{us} (controvalore unitario servizi): coste variable unitario del transporte y distribución en la red.
- E_s (Energia Scambiata) o la energía intercambiada: es el valor mínimo entre la energía inyectada en red y la energía comprada a la compañía eléctrica.

La cuota de servicio será el coste que conlleva el servicio, será el producto de C_{us} por la energía intercambiada.

El coste asociado a la energía comprada (prezzi prelievo) y el coste unitario del servicio C_{us} son 0.11€/kWh y 0.07€/kWh respectivamente. Los valores asociados a la energía inyectada (prezzi immissioni) dependen de la región o área geográfica de Italia en la que se instale el sistema.

Prezzi Immissioni	€/kWh
North	0.08661
Central-North	0.08636
Central-South	0.08552
South	0.07777
Sicily	0.11187
Sardegna	0.09168

Tabla 40: Precio energía inyectada o Prezzi immissioni (€/kWh) por regiones de Italia

Todos los precios y costes asociados a la cuenta de intercambio variarán anualmente de acuerdo al índice de variación del precio de la electricidad.

Además, existen deducciones del 5% sobre el coste del sistema limitadas a un máximo de 96000 €, durante los diez primeros años.

Por tanto, el incentivo económico en Italia es la compensación económica o cuenta de intercambio, más el crédito que se obtiene cuando el valor económico de la energía inyectada excede a la comprada, más las subvenciones y el ahorro derivado del auto consumo.

Balance energético

Al igual que en los modelos anteriores, se auto consumirá instantáneamente la energía producida por los módulos fotovoltaicos durante el día. Si la energía producida es mayor que ese consumo, se inyectará en la red y si se necesita energía adicional se consumirá de la red eléctrica.

Al ser un sistema de balance neto, aparecerá la variable energía intercambiada o balanceada. En este caso, será el valor mínimo entre la energía inyectada en la red y la energía comprada.

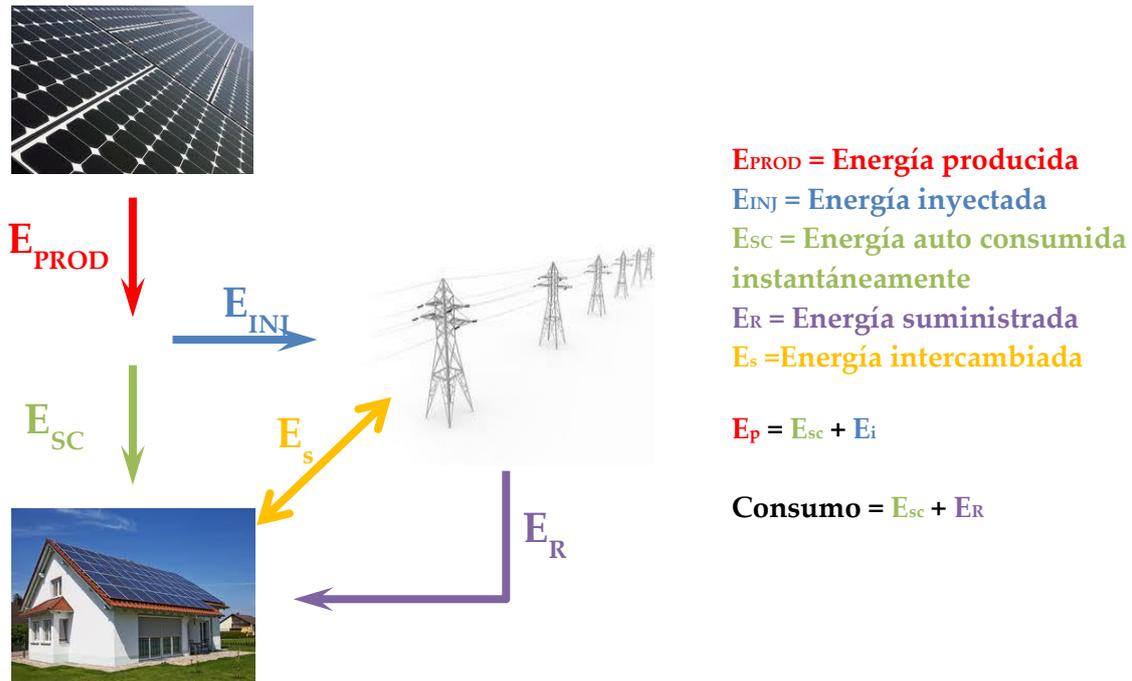


Figura 26: Esquema del balance energético en Italia

Se partirá de un balance energético mensual en el que los flujos energéticos derivados son:

1. Energía producida: al igual que en Reino Unido será calculada mensualmente como el producto de la potencia instalada por horas solares mensuales ($Yield_m$).
2. Energía auto consumida: es aquella parte de la energía producida por los paneles que se autoconsume instantáneamente. Será el mínimo entre la energía producida y la parte del consumo mensual que se realiza durante las horas de sol o funcionamiento de los paneles (este proporción se expresa gracias al factor contemporaneidad). Se calculará mensualmente, al igual que para el modelo de Reino Unido, mediante la expresión matemática:

mínimo (Energía producida, Consumo · Factor contemporaneidad)

3. Energía inyectada: la energía inyectada en red será la diferencia entre la producida y la auto consumida.
4. Energía ahorrada: es igual a la energía auto consumida.
5. Energía comprada/suministrada: aquella que no se abastece por auto consumo y se compra al distribuidor eléctrico, será la diferencia entre el consumo y el auto consumo.
6. Energía balanceada o intercambiada: representa la compensación de diferencias entre el momento de producción y el momento de consumo, por el cual se tuvo que inyectar en red o comprar a la red. Este valor será el mínimo de la energía comprada y la energía inyectada.

mínimo (*Energía inyectada, Energía comprada*)

En este caso, cada mes se realizará la valoración económica de las energías inyectada, comprada e intercambiada, por lo que la cuenta de intercambio o “conto scambio” y el crédito se calcularán mensualmente. Los flujos económicos de partida para la cuenta de resultados anual son:

1. Ingresos: será la suma de la cuenta de intercambio más el crédito⁸ de todos los meses.
2. Ahorros: Es lo que ahorras de la factura eléctrica gracias al auto consumo. Su expresión es:

Precio de la electricidad · Eautoconsumida

4.3.2 Modelo

Parámetros del modelo

Parámetros energéticos

Parámetro	Descripción
<i>Consumption_m</i>	Consumo mensual en kWh
<i>Factor de contemporaneidad</i>	Proporción del consumo durante las horas de sol
<i>Yield_m</i>	Horas solares en el mes m kWh/Wp
<i>Degradation_t</i>	Factor degradación anual del módulo
<i>MIN</i>	Tamaño mínimo de la potencia
<i>MAX</i>	Tamaño máximo de la potencia

Tabla 41: Parámetros energéticos aplicados en Italia

⁸ Se ha considerado que el crédito se acumula cada mes y se utiliza al final de cada año, por tanto, será considerado como un ingreso anual. Además, el crédito acumulado al inicio de cada año será cero.

Parámetros económicos

Parámetros asociados a los ingresos:

- Prezzi Prelievo: es el precio al que se valora la sobreproducción (energía inyectada).
- Prezzi Prelevata: es el coste (neto) asociado a la energía comprada a la red.
- Cus: conto variable scambiata, es el coste asignado a la energía intercambiada, debido al transporte y la distribución.

Todos variarán anualmente al igual que para el precio de la electricidad, respecto al índice "Retail Price Index" (RPI), el valor anual de cada una de las variables anteriores será:

$$Prezzi\ Prelievo_t = Prezzi\ Prelievo \cdot (1 + RPI)^{t-1}$$

$$Prezzi\ Prelevata_t = Prezzi\ Prelevata \cdot (1 + RPI)^{t-1}$$

$$Cus_t = Cus \cdot (1 + RPI)^{t-1}$$

Parámetros asociados a las subvenciones:

- MAXDEDUCTION (€): Valor máximo del coste del sistema que se subvenciona (deductions).
- Deduction rate: porcentaje aplicado a la cantidad de subvención.
- D_{MAX} (€): Valor de acotación para el cálculo de deducciones mediante restricciones, es un parámetro auxiliar.

A continuación se presenta un resumen de todos los parámetros económicos del modelo:

Parámetro	Descripción
<u>CT (Customer type)</u>	Tipo de cliente
<u>Inflation</u>	Inflación esperada

<u>Prezzi Prelievo_t (€/kWh)</u>	Precio al que se valora la energía inyectada en red
<u>Prezzi Prelevata_t (€/kWh)</u>	Precio al que se valora la energía comprada a la red
<u>Cus ((€/kWh)</u> <u>Conto variable scambiata</u>	Precio al que se valora la energía intercambiada
<u>Discount rate</u>	Ratio de descuento
<u>Electricity Price_t</u>	Precio de la electricidad
<u>Loan duration</u>	Duración del préstamo (en años)
<u>Down Payment</u>	% del coste que indica la inversión inicial
<u>Interest type</u>	Tipo de interés

Tabla 42: Parámetros económicos para Italia

Parámetros asociados al tipo de cliente

Parámetro	Descripción
<u>Tax rate_p</u>	Tasa de impuestos para particulares
<u>Tax rate_c</u>	Tasa de impuestos para empresa
<u>VAT_p</u>	IVA para particulares
<u>VAT_c</u>	IVA para empresa
<u>Price</u>	Precio de la instalación (€/Wp instalado)

<u>Inverter Cost</u>	Precio del inversor (€/W _p instalado)
<u>Year Replacement</u>	Año de reemplazamiento del inversor

Tabla 43: Parámetros asociados al tipo de cliente en Italia

Variables del modelo

Variables de decisión:

Size (W_p) es el tamaño óptimo de la instalación.

Restricciones de no negatividad: $X_j \geq 0$

Limitaciones del tamaño de la instalación: $\text{Size} \geq \text{MIN} ; \text{Size} \leq \text{MAX}$

Variables auxiliares

- $\text{Bin}_{SC,m,t}$: es la variable binaria que valdrá 1 si la energía producida en el mes m del año t es mayor que el consumo durante las horas de sol (Consumption · Factor contemporaneidad) y 0 en caso contrario. Se utilizará para el cálculo de la energía auto consumida.
- $e_{SC,m,t}$: es el exceso de la energía producida sobre el consumo durante las horas de sol en el mes m del año t.
- $d_{SC,m,t}$: es el defecto de la energía producida sobre el consumo durante las horas de sol en el mes m del año t.
- Bin_B : es la variable binaria que valdrá 1 si la energía comprada en red (immesa) es mayor que la energía inyectada. Se utilizará para el cálculo de la energía intercambiada o balanceada.
- $e_{B,m,t}$: es el exceso de la energía comprada respecto de la inyectada en el mes m del año t.
- $d_{B,m,t}$: es el defecto de la energía comprada respecto de la inyectada en el mes m del año t.
- Bin_{DED} : es la variable binaria que valdrá 1 si el coste del sistema supera el valor máximo del coste a subvencionar y 0 si no las supera. Se utilizará para el cálculo de las deducciones.

- e_{DED} : es el exceso del coste del sistema respecto la cantidad máxima a subvencionar.
- d_{DED} : es el defecto del coste del sistema respecto la cantidad máxima a subvencionar.
- $Bin_{Q,t}$: es la variable binaria que valdrá 1 si el valor económico de la energía comprada es mayor que el de la inyectada y 0 en caso contrario. Se utilizará para el cálculo de la cuota de energía.
- $e_{Q,m,t}$: es el exceso del valor económico de la energía inyectada (Coe) sobre el valor de la comprada en el mes m del año t . Este valor coincide con el crédito.
- $d_{Q,m,t}$: es el defecto del valor económico de la energía inyectada (Coe) sobre el valor de la comprada en el mes m del año t .

Variables Energéticas

Energía (kWh)	Mensual (mes m del año t)	Anual (del año t)
<u>Producida</u>	$E_{prod\ m,t} = Size \cdot Degradation_t \cdot Yield_m$	$E_{prod\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{prod\ m,t}$
<u>Auto consumida</u>	$E_{sc\ m,t} = \frac{1}{2} \cdot (E_{prod\ m,t} + FC \cdot Consumption_m - d_{sc\ m,t} - e_{sc\ m,t})$	$E_{sc\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{sc\ m,t}$
<u>Inyectada (Immesa)</u>	$E_{inj\ m,t} = E_{prod\ m,t} - E_{sc\ m,t}$	$E_{inj\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{inj\ m,t}$
<u>Ahorrada</u>	$E_{saved\ m,t} = E_{sc\ m,t}$	$E_{saved\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{saved\ m,t}$
<u>Intercambiada o balanceada (Scambiata)</u>	$E_{s\ m,t} = \frac{1}{2} \cdot (E_{prod\ m,t} + Consumption_m - d_{B\ m,t} - e_{B\ m,t}) - E_{sc\ m,t}$	$E_{s\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{s\ m,t}$
<u>Suministrada (Prelevata)</u>	Es la energía suministrada por la red eléctrica: $E_{retrieved\ m,t}$	$E_{r\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{retrieved\ m,t}$
		$E_{r\ m,t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} (Consumption_{m,t} - E_{sc\ m,t})$

Tabla 44: Variables energéticas en Italia

Variables económicas:

En este método de incentivos aparecen las variables:

- $Oe_{m,t}$ (Onere energía): valor económico de la energía comprada en el mes m del año t .

$$Oe_{m,t} = E_{retrieved\ m,t} \cdot Prezzi\ prelevata_t$$

- $Cei_{m,t}$ (Coste energía immesa): valor económico de la energía inyectada en el mes m del año t .

$$Cei_{m,t} = Einjected_{m,t} \cdot 1.051 \cdot Prezzi\ immissioni_t$$

Se ha multiplicado por 1.051 porque se asume que hay un 5.1% de pérdidas por distribución, y se quiere valorar la energía inyectada pura.

- Cuota energía m,t : es el mínimo entre el coste de la energía comprada y el valor económico de la inyectada en el mes m del año t .

$$Cuota\ energia_{m,t} = \frac{1}{2} \cdot (Coe_{m,t} + Oe_{m,t} - d_{Q\ m,t} - e_{Q\ m,t})$$

La cuota de energía para la contribución al "Conto Scambio" al final del año t es:

$$Cuota\ energia_t = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} Cuota\ energia_{m,t}$$

- $Credit_{m,t}$ (Crédito): es el crédito asociado a la diferencia entre el valor económico de la energía inyectada y la energía comprada en el mes m del año t . (siempre y cuando sea positivo). Es decir, será el exceso del valor económico de la energía inyectada sobre el de la energía comprada en ese periodo de tiempo.

$$Credit_{m,t} = e_{Q\ m,t}$$

El crédito acumulado al final del año t es:

$$Credit_t = \sum_{m= Enero}^{Diciembre} Credit_{m,t}$$

Variable (en el año t)	Expresión
<u>Ingresos obtenidos</u>	$Cuota\ energia_t + Cus \cdot E_{S,t} + Credit$
<u>Ahorros de la factura de la luz</u>	$SAVINGS_t = Esaved_t \cdot Electricity\ price_t$
<u>Gastos de capital</u> (Inversiones derivadas de la actividad)	$CAPEX\ t_{t=Year\ replacement} = Inverter\ cost_{year\ replacement} \cdot Size$
	$CAPEX\ t_{t \neq Year\ replacement} = 0$
<u>Costes de explotación</u>	$OPEX_t = Maintenance \cdot CAPEX_t$
<u>Intereses</u>	$INTEREST_{t > Loan\ Years} = 0$
	$INTEREST_{t \leq Loan\ Years}$ (son los intereses a pagar)
<u>Amortizaciones de las inversiones</u> (sólo amortizan las empresas, es decir, $CT=0$)	$AMORTIZATION_t = (1 - CT) \cdot (AMORTIZATION_{S_t} + AMORTIZATION_{inverter_t})$
	$AMORTIZATION_{inverter_t}$ (es la amortización de la inversión realizada para reemplazar el inversor)
	$AMORTIZATION_{S_t}$ (es la amortización de la inversión inicial en el sistema)
<u>Beneficio antes de impuestos</u>	$EBT_t = REVENUE_t - CAPEX_t - OPEX_t - INTEREST_t - AMORTIZATION_t$
<u>Impuestos</u> (Hay impuestos reducidos para personas, $CT=1$)	$TAXES_t = EBT_t \cdot TAX\ rate$
<u>Deducciones</u>	$Deductions_{t \leq 10} = \frac{1}{2} \cdot (Cost + MAX_{DED} - d_{DED} - e_{DED}) \cdot Deduction\ rate$

Restricciones asociadas a la energía auto consumida :

$$E_{prod\ m,t} + d_{m,t} - e_{m,t} = Consumption_m \cdot FC$$

$$0 \leq d_{m,t} \leq Bin_{sc\ m,t} \cdot M_{max}$$

$$0 \leq e_{m,t} \leq (1 - Bin_{sc\ m,t}) \cdot M_{max}$$

Restricciones asociadas a la energía intercambiada (scambiata) :

$$E_{prod\ m,t} + d_{B\ m,t} - e_{B\ m,t} = Consumption_m$$

$$0 \leq d_{B\ m,t} \leq Bin_{B\ m,t} \cdot M_{max}$$

$$0 \leq e_{B\ m,t} \leq (1 - Bin_{B\ m,t}) \cdot M_{max}$$

Restricciones asociadas al cálculo de la cuota de energía y el crédito :

$$Coe_{m,t} - Oe_{m,t} + d_{Q\ m,t} - e_{Q\ m,t} = 0$$

$$0 \leq d_{Q\ m,t} \leq Bin_Q \cdot Q_{max}$$

$$0 \leq e_{Q\ m,t} \leq (1 - Bin_Q) \cdot Q_{max}$$

Restricciones asociadas a las deducciones :

$$COST - MAX_{DED} + d_{DED} - e_{DED} = 0$$

$$0 \leq d_{DED} \leq Bin_{DED} \cdot D_{max}$$

$$0 \leq e_{DED} \leq (1 - Bin_{DED}) \cdot D_{max}$$

4.3.3 Óptimo

Para cada una de las regiones se estudiará un escenario residencial y otro comercial, en el que variarán los valores de los parámetros asociados a las condiciones económicas, de financiación y tipo de cliente.

Estudiaremos el caso de dos ciudades: Milán, la de menor irradiación y Roma con un valor alto. Las horas solares anuales para son 1141 kWh/ kWp y para 1476 kWh/ kWp.

Residencial

En este escenario las condiciones económicas y de financiación son las siguientes:

ECONOMIC	
Inflation %	2.50
Discount Rate %	5.00
Years Amortization	10

Tabla 45: Condiciones económicas

PROJECT FINANCE	
Down Payment %	10.00
Interest Rate %	6.80
Loan Duration(years)	12

Tabla 46: Condiciones financieras

VAT %	10.00
Tax Rate %	
Irap (%)	

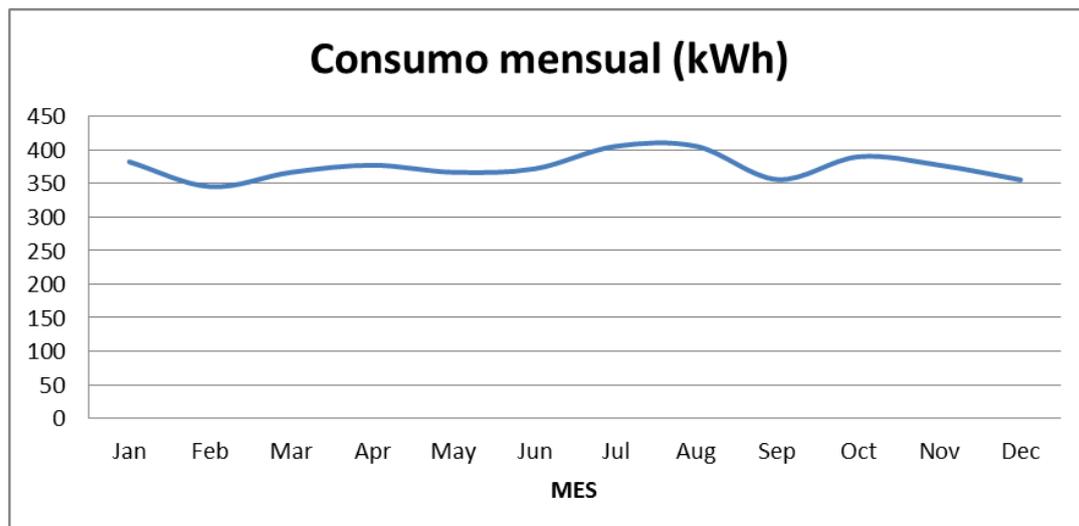
Tabla 47: IVA, tasa de impuestos escenario residencial

El precio de la luz y el índice de variación esperado en ese escenario es:

Electricity tariff (€/kWh)	0.2700
Electricity price index	0.023

Tabla 48: Precio de la luz para Italia residencial

Se ha considerado un factor de contemporaneidad del 20% y un consumo anual de 4500 kWh repartidos mensualmente según en siguiente perfil:



Gráfica 37: Consumo mensual residencial Italia

Óptimos

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	2795
Price (€/Wp)	3.10
Kwh Year 1	3190
Fit (€/Wp)	
NPV (€)	1918
LCOE(€/kWh)	0.239
PV LCOE(€/kWh)	0.326
PV COE (€/KWh)	0.234
Non PV COE (€/kWh)	0.333

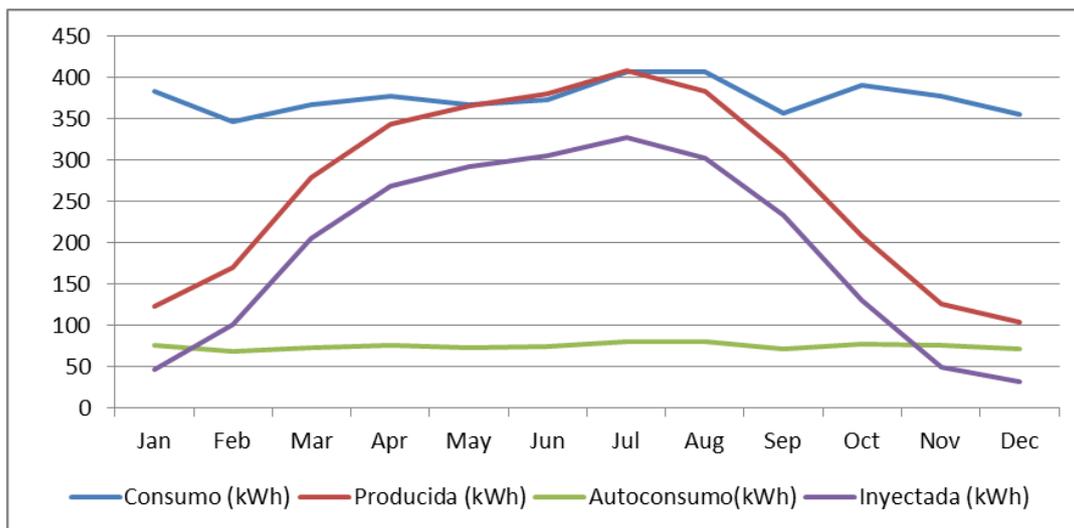
Tabla 49: Óptimo Milán residencial

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	2745
Price (€/Wp)	3.10
Kwh Year 1	4053
Fit (€/Wp)	
NPV (€)	3950
LCOE(€/kWh)	0.185
PV LCOE(€/kWh)	0.252
PV COE (€/KWh)	0.200
Non PV COE (€/kWh)	0.333

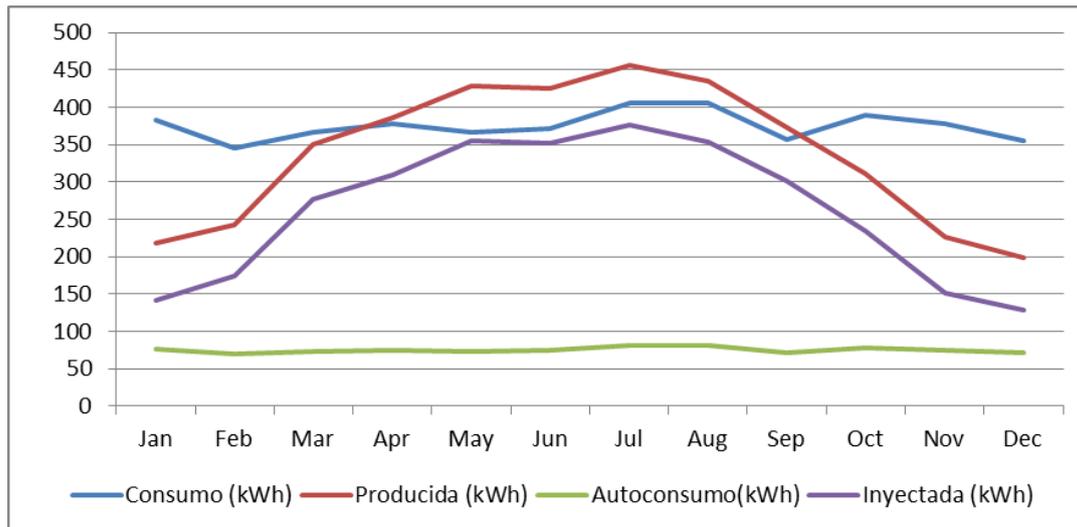
Tabla 50: Óptimo Roma residencial

En ambas ciudades el óptimo obtenido es un valor muy parecido, en torno a 2.7 kWp para Milán y 2.8 kWp para Roma. A diferencia de Francia y Reino Unido, el valor del tamaño óptimo, no es un valor extremo. Esto se debe a que en este modelo el tamaño óptimo será aquel que equilibre el coste económico de la energía inyectada con el de la comprada.

Si observamos los costes unitarios de producción PV LCOE y LCOE, en la ciudad Milán son mayores, debido a que la energía producida por Wp instalado es menor. Además, el coste de producción unitario asociado a un usuario (PV LCOE) es mayor que el coste de referencia LCOE, debido a los gastos de financiación.



Gráfica 38: Perfiles energéticos para el primer año Milán residencial



Gráfica 39: Perfiles energéticos para el primer año en Roma residencial

En las gráficas 38 y 39 se observa que la energía producida siempre cubre el consumo durante el día, por tanto la instalación es poco dependiente del factor contemporaneidad e interesa inyectar energía todos los meses.

Comercial

En este escenario las condiciones económicas y de financiación son las siguientes:

ECONOMIC	
Inflation %	2.50
Discount Rate %	7.00
Years Amortization	10

Tabla 51: Condiciones económicas

PROJECT FINANCE	
Down Payment %	25.00
Interest Rate %	6.50
Loan Duration(years)	18

Tabla 52: Condiciones financieras

VAT %	
Tax Rate %	27.50
Irap (%)	4.250

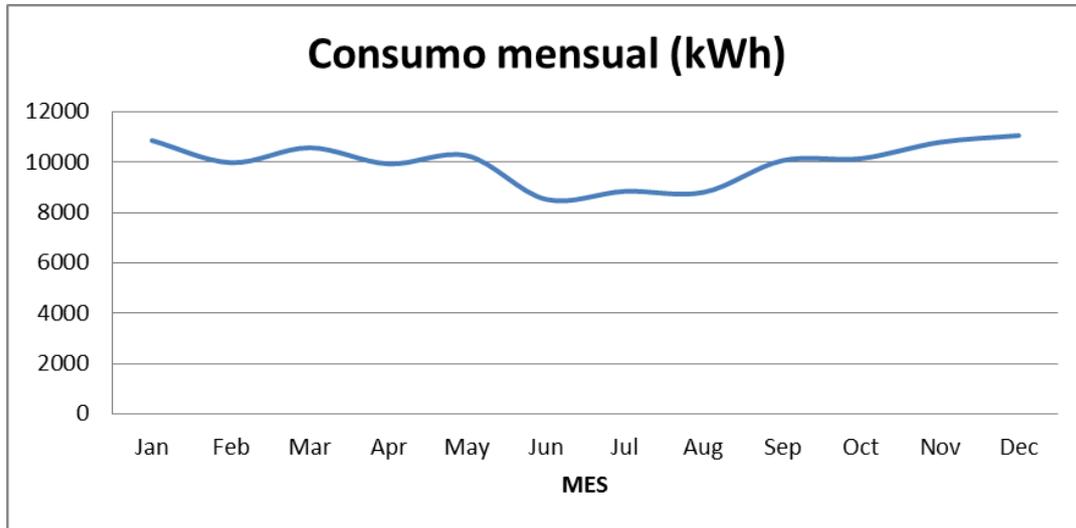
Tabla 53: IVA, tasa de impuestos

El precio de la luz en ese escenario es:

Electricity tariff (€/kWh)	0.1867
Electricity price index	0.023

Tabla 54: Precio de la luz para Italia comercial

Se ha considerado un factor contemporaneidad del 75% y un consumo anual de 150 MWh distribuido mensualmente de la siguiente forma:



Gráfica 40: Perfil de consumo mensual comercial de Italia

En este escenario se amortiza linealmente las inversiones realizadas (inversión inicial del sistema y cambio del inversor) y los gastos de mantenimiento son el 1% de coste de la instalación.

Óptimo

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	78803
Price (€/Wp)	2.60
Kwh Year 1	89950
Fit (€/Wp)	
NPV (€)	85290
LCOE(€/kWh)	0.236
PV LCOE(€/kWh)	0.241
PV COE (€/KWh)	0.056
Non PV COE (€/kWh)	0.227

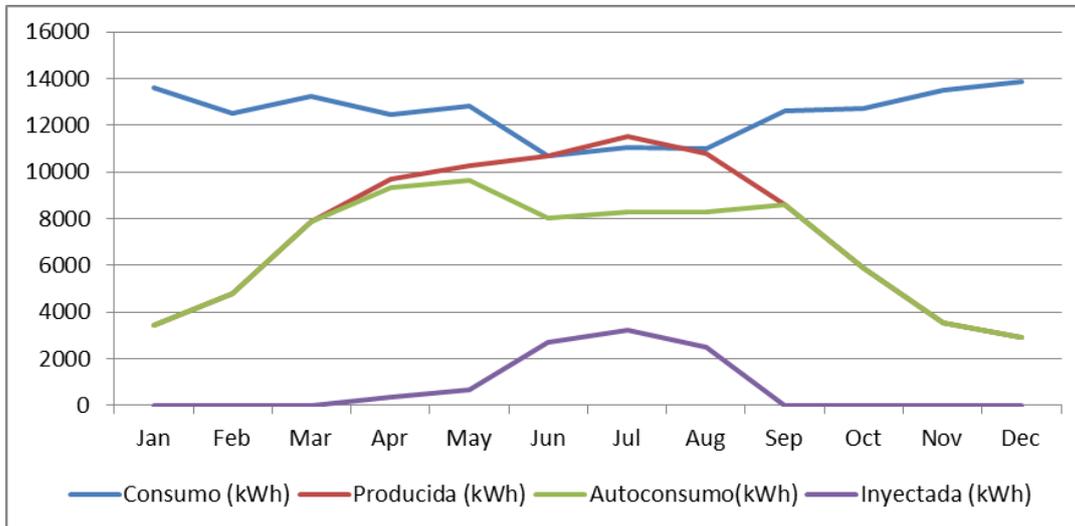
Tabla 55: Óptimo Milan comercial

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	87121
Price (€/Wp)	2.60
Kwh Year 1	128619
Fit (€/Wp)	
NPV (€)	140953
LCOE(€/kWh)	0.183
PV LCOE(€/kWh)	0.186
PV COE (€/KWh)	-0.007
Non PV COE (€/kWh)	0.227

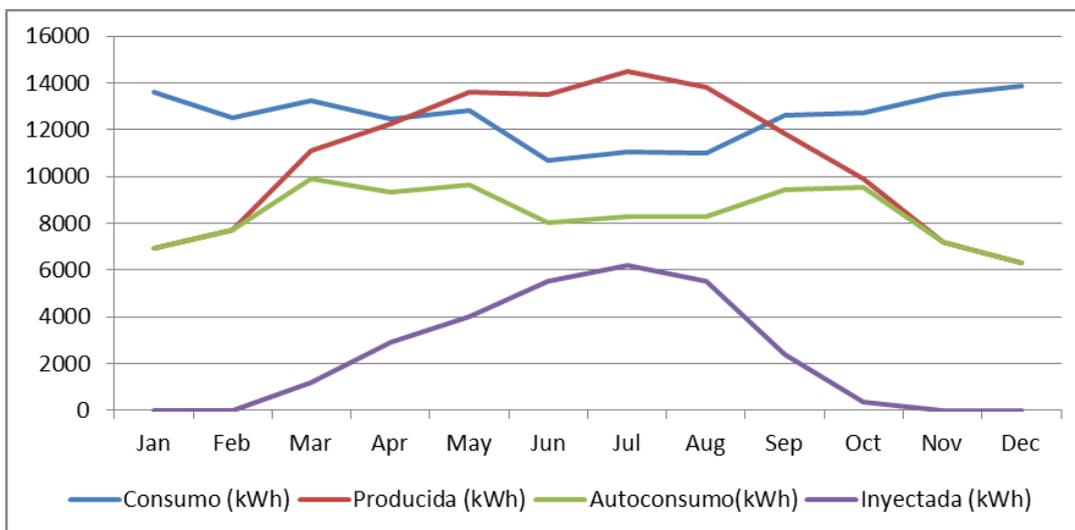
Tabla 56: Óptimo Roma comercial

Al igual que en el escenario residencial los costes unitarios de producción (PV LCOE) son mayores que el de referencia (LCOE); sin embargo, se aprecia un gran impacto económico en la factura eléctrica. El valor del PV COE en Milán (0.056 €/kWh consumido) es un 75% menor que el de COE (0.227€/ kWh consumido) y en Roma llega a alcanzar un valor negativo (-0.007€/kWh), lo que implica que los incentivos

derivados del valor de la cuenta de intercambio más el crédito (descontando impuestos y costes asociados), los ahorros derivados del auto consumo y las subvenciones superan el valor de la factura eléctrica. Además al tener un alto factor contemporaneidad, habrá mayor auto consumo y el ahorro será muy elevado.



Gráfica 41: Perfiles energéticos para el primer año Milán Comercial



Gráfica 42: Perfiles energéticos para el primer año en Roma Comercial

En ambas gráficas se observa que hay un gran auto consumo (factor contemporaneidad del 75%), en los meses de invierno toda la energía producida se auto consumirá y en el resto del año se inyectará en red. Por tanto, la solución será dependiente del factor auto consumo, ya que determinará la diferencia entre inyectar o no ese mes.

4.3.4 Análisis de sensibilidad

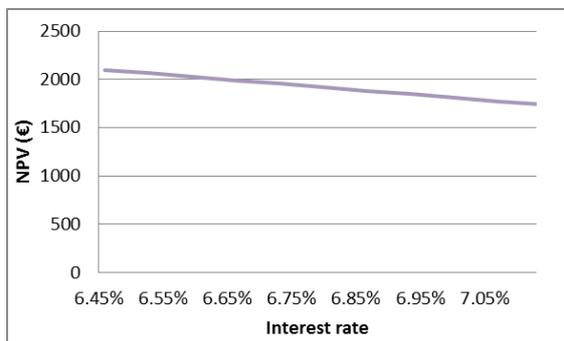
Para comprobar la validez del modelo se ha realizado un estudio de sensibilidad para un caso concreto, Milán, basándonos en los parámetros:

- Tipo de interés.
- Precio de la energía inyectada.
- Factor contemporaneidad.

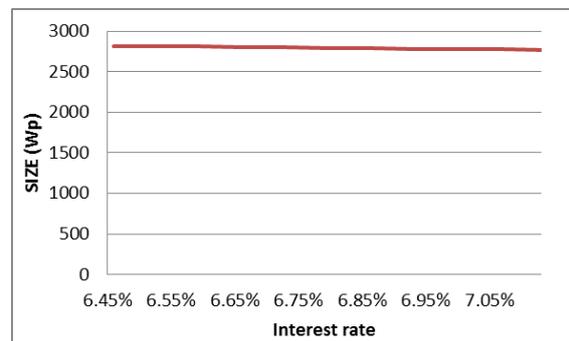
Se ha variado el valor de cada uno de los parámetros de interés desde un -5% a un 5%, para observar la variación que produce sobre el tamaño óptimo de la instalación y sobre la función objetivo.

1. Sensibilidad respecto al tipo de interés

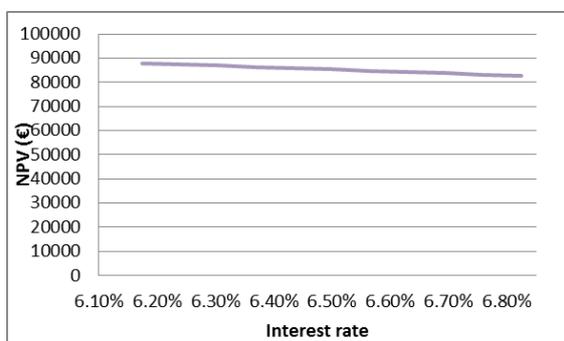
En el escenario residencial el tipo de interés es del 6.8% y en el comercial del 6.5%. Las siguientes gráficas están centradas en ese valor.



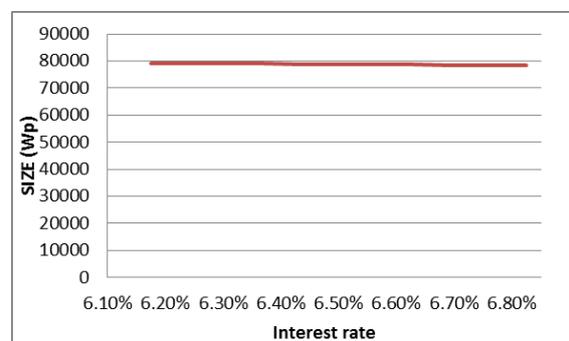
Gráfica 43: Milán Residencial NPV vs. IR



Gráfica 44: Milán Residencial SIZE vs. IR

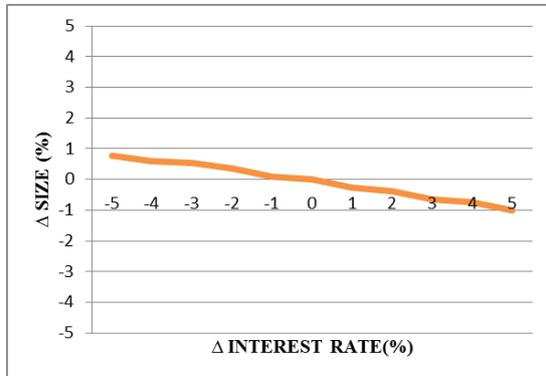


Gráfica 45: Milán Comercial NPV vs. IR

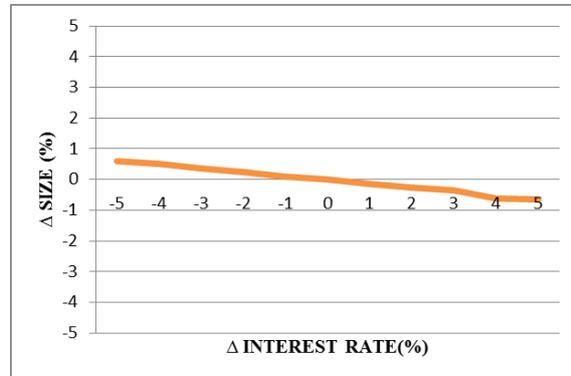


Gráfica 46: Milán Comercial SIZE vs. IR

Para el rango estudiado el óptimo ha variado respecto al tipo de interés. Esta variación está representada en terminos porcentuales mediante las gráficas 47 y 48 mostradas a continuación:



Gráfica 47: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Italia residencial

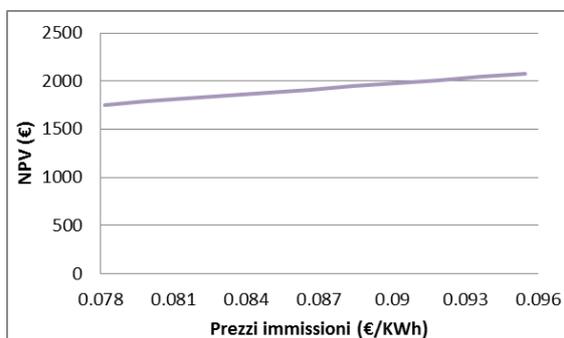


Gráfica 48: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Italia comercial

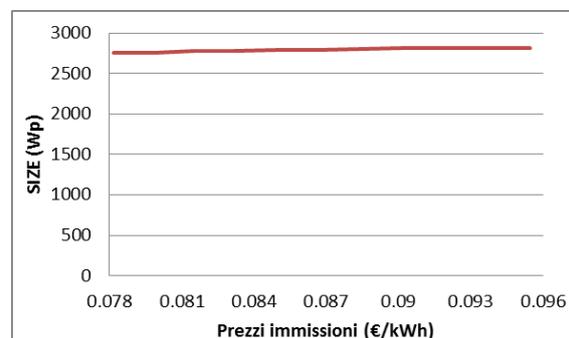
Se observa diferente relación para un escenario residencial que para un comercial. En el escenario residencial la pendiente es de - 0.18, es decir que una subida del 1% del valor del tipo de interés repercute en una bajada del 0.18% del tamaño óptimo de la instalación. Mientras que en el escenario comercial la pendiente es de valor -0.12. La mayor sensibilidad a este factor en el sector residencial se debe a que el porcentaje de desembolso inicial es menor (Down Payment del 10%) que en el del comercial (Down Payment del 25%), por tanto la inversión inicial realizada es más dependiente del tipo de interés en este escenario.

2. Sensibilidad respecto al precio de la inyectada(prezzi inmissioni):

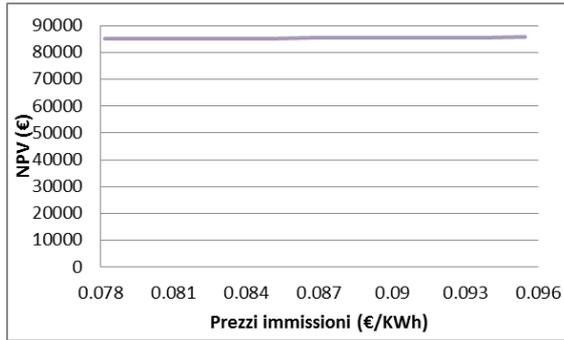
En ambos casos el precio al que se valora la energía inyectada es 0.08661€/kWh.



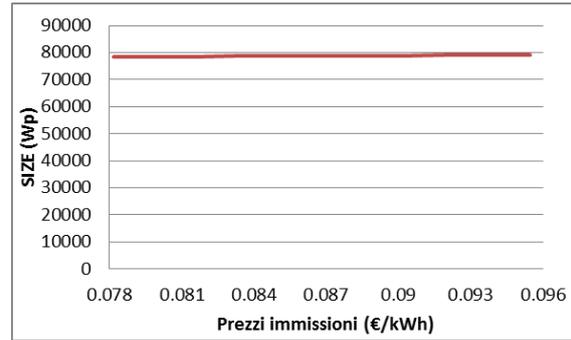
Gráfica 49: Milán Residencial NPV vs. Prezzi Immissioni



Gráfica 50: Milán Residencial SIZE vs. Prezzi Immissioni

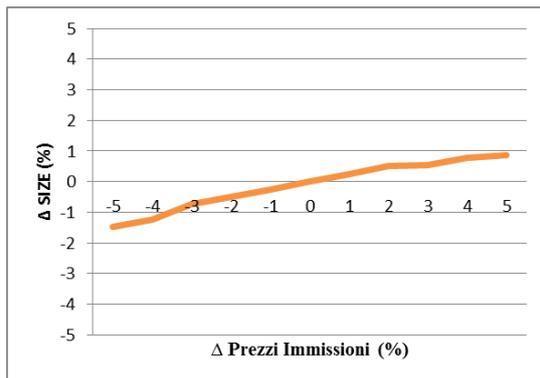


Gráfica 51: Milán Comercial NPV vs. Prezzi Immissioni

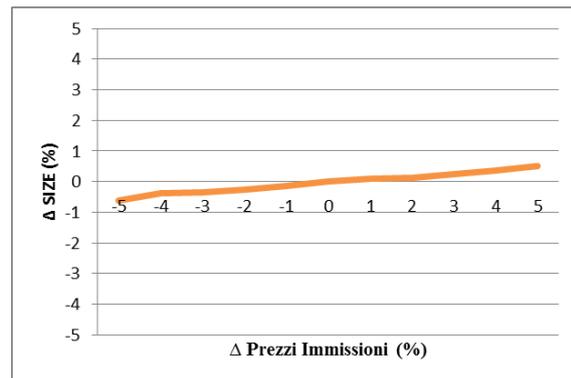


Gráfica 52: Milán Comercial SIZE vs. Prezzi Immissioni

Se aprecia variación del óptimo respecto al parámetro, las siguientes gráficas muestran la relación entre la variación del óptimo y la variación del parámetro en términos porcentuales.



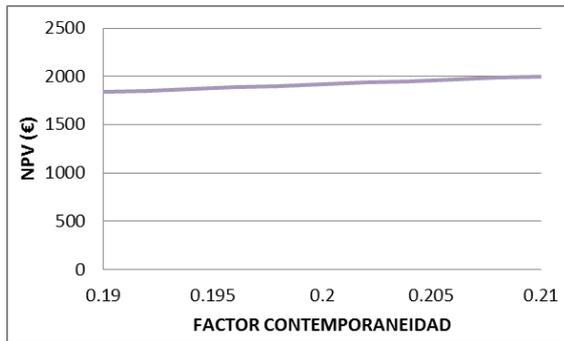
Gráfica 53: Δ SIZE vs. Δ Prezzi Immissioni para Italia residencial



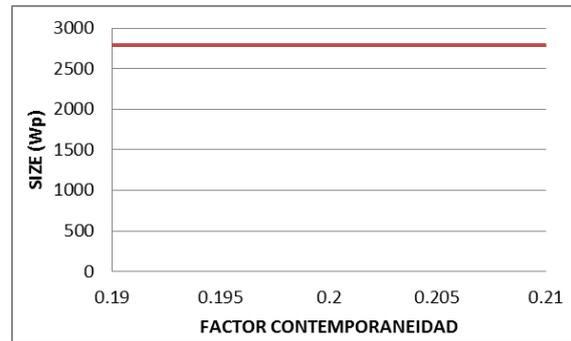
Gráfica 54: Δ SIZE vs. Δ Prezzi Immissioni para Italia comercial

De la gráfica se observa que en un escenario residencial un aumento del 1% del precio al que se valora la energía inyectada (prezzi immissioni) implica un aumento del tamaño óptimo alrededor del 0.24%, mientras que en un escenario comercial el aumento sería del 0.10%. El valor del óptimo es más sensible a este parámetro en el caso del escenario residencial.

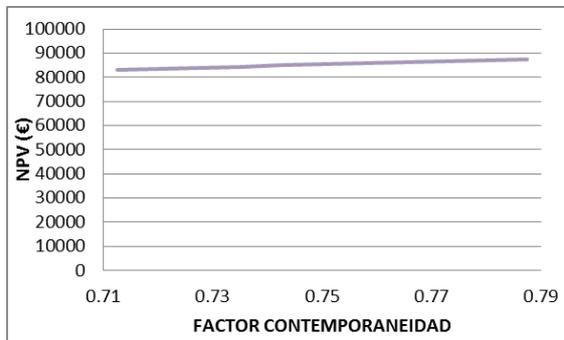
3. Sensibilidad respecto al factor auto consumo o contemporaneidad



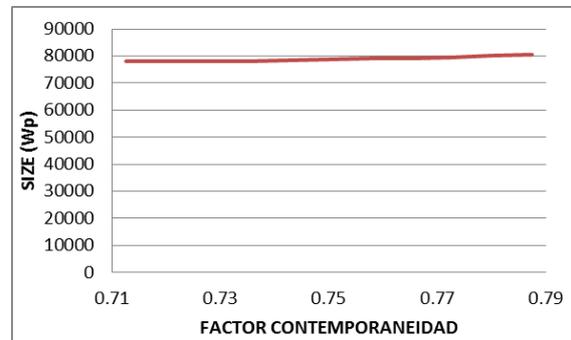
Gráfica 55: Milán Residencial NPV vs. FC



Gráfica 56: Milán Residencial SIZE vs. FC



Gráfica 57: Milán Comercial NPV vs. FC

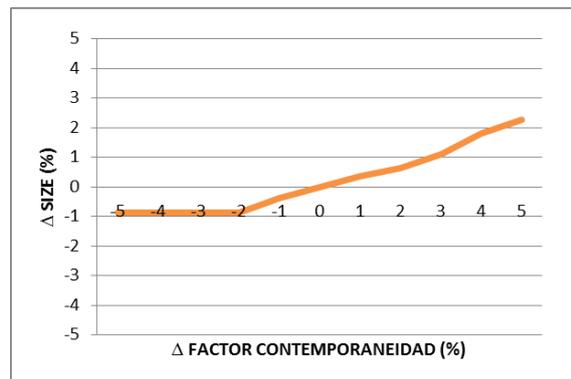


Gráfica 58: Milán Comercial SIZE vs. FC

En el escenario residencial no se observa variación del óptimo respecto al factor contemporaneidad, al contrario que en el escenario comercial.



Gráfica 59: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Italia residencial



Gráfica 60: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Italia comercial

Analizando más en detalle, se observa que el óptimo es sensible a subidas del factor contemporaneidad (alrededor del 0.4%), mientras que para bajadas de más del 1% no presenta cambios en el intervalo. La mayor sensibilidad a una subida, se debe a que cuanto mayor es el factor auto consumo, mayor será la proporción de la energía que se consume durante el día y para un mismo nivel de producción habrá menos energía inyectada en la red. Interesará por tanto aumentar el tamaño de la instalación para conseguir mantener el equilibrio económico entre inyectada y comprada a la red. más se ven afectadas las curvas de producción y auto consumo, como consecuencia habrá cambios en los flujos inyectada y consumida. Al aumentar el factor contemporaneidad una mayor proporción de energía se consumirá durante el día, por tanto será necesario producir más, lo que repercute en un aumento del tamaño del óptimo.

Conclusiones

Italia no basa su modelo en la producción como en Reino Unido o Francia. El valor del óptimo será aquel que garantice un equilibrio económico entre la energía consumida de la red distribuidora y la energía inyectada en la red, y el ahorro derivado del auto consumo. En el escenario residencial, al tener un porcentaje bajo de auto consumo, la solución no será sensible al factor contemporaneidad, sin embargo será sensible al tipo de interés y al precio de la energía inyectada. En el escenario comercial será sensible a los tres parámetros estudiados: respecto al factor contemporaneidad solo será sensible a una subida, ya que al aumentar el factor auto consumo disminuiría la inyectada en la red, y para equilibrar la solución el óptimo aumenta.

Analizando los costes unitarios de producción de la energía fotovoltaica PV LCOE son mayores que el coste de referencia LCOE, tanto en el escenario residencial como en el comercial. Sin embargo, el impacto sobre la factura eléctrica en el escenario comercial, medido mediante los costes PV COE y COE, es muy elevado.

Por tanto, en este modelo es muy importante disponer de una herramienta de dimensionado, ya que el valor de la solución no es intuitivo.

4.4 Alemania

4.4.1 Hipótesis iniciales: Incentivos y balance energético

El gobierno alemán dispone de un sistema FIT aplicado a las nuevas instalaciones fotovoltaicas de menos de 10 MWp de potencia instalada. Por ello, el productor de energía fotovoltaica puede inyectar en red los excedentes de la producción y el operador de red tiene la obligación de comprárselos de acuerdo al sistema FIT asociado. La duración de este acuerdo es de 20 años, durante los cuales el valor de la tarifa FIT permanecerá constante.

Las tarifas dependen del tamaño de la instalación y del tipo de sistema, considerando la división de instalaciones montadas sobre el tejado o sobre suelo:

FIT	0-10kW	10-40 Kw	40 - 1MW	1MW - 10 MW
Roof Top	0.1548	0.1469	0.1310	0.1072
GroundMounted	0.1548	0.1469	0.1310	0.1072

Tabla 57: Tarifas FIT (€/kWh) en el primer semestre del 2013 para Alemania. FUENTE: EEG

En el escenario residencial (para instalaciones de menos de 10 kWp instalado) solamente se aplican impuestos si la base imponible (EBT) es positiva.

Balance energético

El balance energético aplicado en Alemania es el mismo que el aplicado en Reino Unido. La energía generada por los paneles fotovoltaicos se autoconsume instantáneamente, y en caso de que la generación exceda al consumo, el exceso se inyecta en la red. En caso contrario, es decir, si la generación es menor que el consumo la energía adicional se comprará a la red.

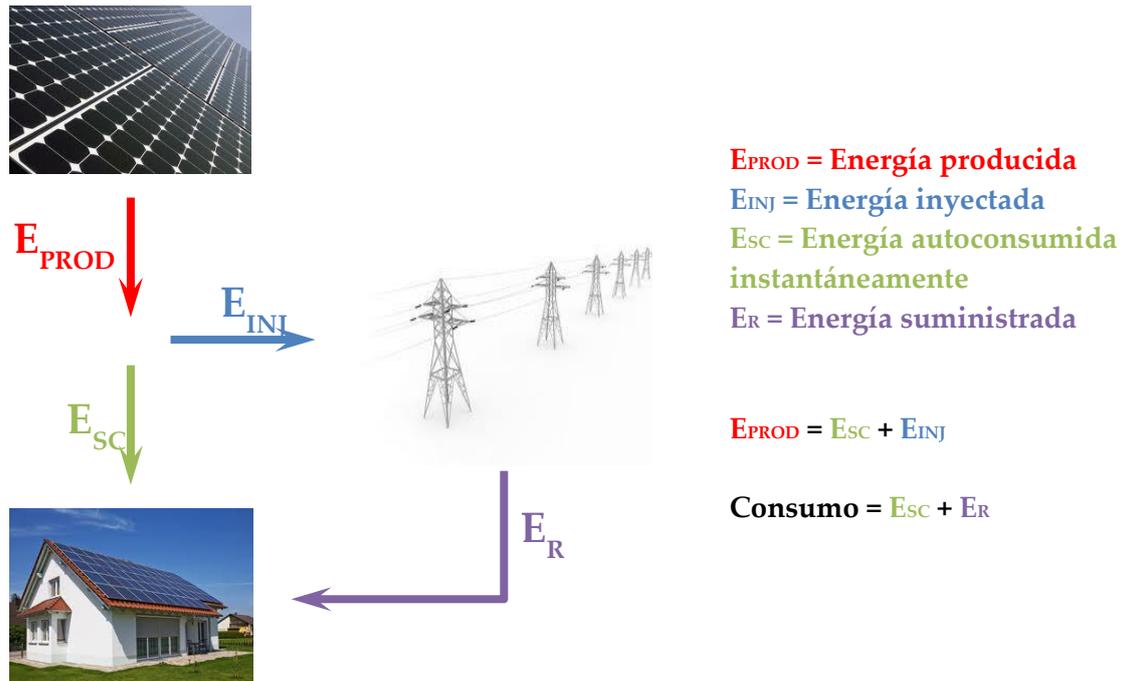


Figura 27: Esquema del balance energético en Alemania

Se partirá de un balance energético mensual en el que los flujos energéticos derivados son:

1. Energía producida: será calculada mensualmente como potencia instalada por horas solares mensuales ($Yield_m$).
2. Energía auto consumida: es aquella parte de la energía producida por los paneles que se autoconsume instantáneamente.

Se calculará mensualmente, al igual que para los modelos anteriores, mediante la expresión matemática:

$$\text{mínimo (Energía producida, Consumo} \cdot \text{Factor contemporaneidad)}$$

3. Energía inyectada: la energía inyectada en red será la diferencia entre la producida y la auto consumida.
4. Energía ahorrada: será igual a la auto consumida.
5. Energía comprada/suministrada: será la diferencia entre el consumo y la energía auto consumida.

A partir de este balance energético mensual, el balance energético anual será la suma de todos los meses para cada una de las variables energéticas anteriores. A partir de los flujos energéticos anuales se obtendrán las variables económicas que darán lugar a la cuenta de resultados:

1. Ingresos: Son los derivados de la venta de energía inyectada en red a una tarifa FIT. Su expresión será la siguiente:

$$FIT \cdot \text{Energía inyectada}$$

2. Ahorros: en la factura eléctrica derivados del auto consumo. Su expresión es:

$$\text{Precio de la electricidad} \cdot E_{\text{autoconsumida}}$$

4.4.2 Modelo

Parámetros del modelo

Parámetros asociados a la división por tamaño de instalación

- L_{1j} : Límite inferior de potencia para ese intervalo.
- L_{2j} : Límite superior de potencia para ese intervalo.
- N : Número de intervalos de división, en este caso habrá tantos intervalos como intervalos de tarifa.

Parámetros energéticos

Parámetro	Descripción
$Consumption_m$	Consumo mensual en kWh
$Factor\ de\ contemporaneidad$	Proporción del consumo durante las horas de sol
$Yield_m$	Horas solares en el mes m kWh/Wp
$Degradation_t$	Factor degradación anual del módulo
MIN	Tamaño mínimo de la potencia
MAX	Tamaño máximo de la potencia

Tabla 58: Parámetros energéticos aplicados en Alemania

Parámetros económicos

- FIT_j : valor de la tarifa FIT correspondiente al intervalo de potencia instalada j
No depende del año.

En este modelo existe una diferencia en la forma de aplicar impuestos entre un escenario y otro. Por este motivo, se ha creado un parámetro binario, que en función de su valor seleccionará el método de aplicación correspondiente:

- Carry forward: parámetro binario que vale 0 si los impuestos se aplican sobre el beneficio bruto antes de impuestos (EBT) independientemente de su signo, y valdrá 1 si solamente se aplicarán impuestos cuando el valor de EBT es positivo.

Parámetro	Descripción
<u>CT (Customer type)</u>	Tipo de cliente
<u>Inflation</u>	Inflación esperada
<u>FIT_j</u>	Tarifa Feed In Tariff para el intervalo j
<u>Discount rate</u>	Ratio de descuento
<u>Electricity Price_t</u>	Precio de la electricidad en el año t
<u>Loan duration</u>	Duración del préstamo (en años)
<u>Down Payment</u>	% del coste que indica la inversión inicial
<u>Interest type</u>	Tipo de interés

Tabla 59: Parámetros económicos para Alemania

Parámetros asociados al tipo de cliente

Parámetro	Descripción
$Tax\ rate_p$	Tasa de impuestos para particulares
$Tax\ rate_c$	Tasa de impuestos para empresa
VAT_p	IVA o VAT para particulares
VAT_c	IVA o VAT para empresa
$Price$	Precio de la instalación (€/Wp instalado)
$Inverter\ Cost$	Precio del inversor (€/Wp instalado)
$Year\ Replacement$	Año de reemplazamiento del inversor

Tabla 60: Parámetros asociados al tipo de cliente en Alemania

Variables del modelo

Variables de decisión

Potencia instalada en el intervalo (L_{1j} , L_{2j}]:

$$X_j$$

Potencia total instalada (Wp):

$$Size = \sum_j X_j$$

Restricciones de no negatividad:

$$X_j \geq 0$$

Limitaciones del tamaño de la instalación:

$$Size \geq MIN ; Size \leq MAX$$

Variables auxiliares

- Bin_j: variable binaria que valdrá 1 si X_j pertenece a (L_{j-1} , L_j] y 0 si no pertenece a este intervalo.

Unido a las restricciones:

$$Bin_j \cdot L_{1,j} \leq X_j \leq Bin_j \cdot L_{2,j}$$

$$\sum_j^n Bin_j = 1$$

$$X_j \geq 0$$

- Bin_{SC i,m,t}: es la variable binaria que valdrá 1 si la energía producida correspondiente al intervalo j es mayor que el consumo durante las horas de sol (Consumption ·Factor contemporaneidad) y 0 en caso contrario. Se utilizará para el cálculo de la energía auto consumida.
- e_{SC i,m,t}: es el exceso de la energía producida correspondiente al intervalo j sobre el consumo durante las horas de sol.
- d_{SC i,m,t}: es el defecto de la energía producida sobre el consumo durante las horas de sol.
- Bin_{TAX,t}: Variable binaria que valdrá 1 si el valor de EBT en el año t es positivo y 0 si es negativo.
- EBT_{Pos,t}: variable que recoge el valor de la variable EBT en el año t si es positivo.
- EBT_{Neg,t}: variable que recoge el valor de la variable EBT del año t si es negativo.

Variables Energéticas

Energía producida en el mes m del año t si el tamaño pertenece al intervalo j de potencia:

$$E_{prod\ j,m,t} = X_j \cdot Yield_m \cdot Degradation_t$$

Energía producida en el mes m del año t .

$$E_{prod\ m,t} = \sum_{j=0}^N E_{prod\ j,m,t}$$

En este modelo es necesario diferenciar entre la energía inyectada en la red según el tamaño de instalación, ya que la tarifa aplicada a la energía inyectada depende de los rangos de potencia. Para ello la energía auto consumida será diferenciada en intervalos, al igual que la energía producida, y a partir de estas dos variables será calculada la energía inyectada.

Energía auto consumida en el mes m del año t , correspondiente al intervalo de potencia j :

$$E_{sc\ j,m,t} = \frac{1}{2} \cdot (E_{prod\ j,m,t} + FC \cdot Consumption_m - d_{j,m,t} - e_{j,m,t})$$

Energía auto consumida en el mes m del año t :

$$E_{sc\ m,t} = \sum_{j=0}^N E_{sc\ j,m,t}$$

Energía inyectada en el mes m del año t correspondiente al intervalo de potencia j :

$$E_{inj\ j,m,t} = (E_{prod\ j,m,t} - E_{sc\ j,m,t})$$

Energía (kWh)	Mensual (mes m del año t)	Anual (del año t)
<u>Producida</u>	$E_{prod\ m,t} = \sum_{j=0}^N E_{prod\ j,m,t}$	$E_{prod\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{prod\ m,t}$
<u>Auto consumida</u>	$E_{sc\ m,t} = \sum_{j=0}^N E_{sc\ j,m,t}$	$E_{sc\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{sc\ m,t}$

<u>Inyectada</u>	$E_{inj\ m,t} = \sum_{j=0}^N E_{inj\ j,m,t}$	$E_{inj\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{inj\ m,t}$
<u>Ahorrada</u>	$E_{saved\ m,t} = E_{scm,t}$	$E_{saved\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{saved\ m,t}$
<u>Suministrada</u>	Es la energía suministrada por la red eléctrica: $E_{retrieved\ m,t}$	$E_{r\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{retrieved\ m,t}$
		$E_{r\ m,t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} (Consumption_{m,t} - E_{sc\ m,t})$

Tabla 61: Variables energéticas en Alemania

Económicas:

Variable (en el año t)	Expresión
<u>Ingresos obtenidos</u>	$REVENUE_t = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} \sum_{j=1}^N FIT_j \cdot E_{inj\ j,m,t}$
<u>Ahorros de la factura de la luz</u>	$SAVINGS_t = E_{saved\ t} \cdot Electricity\ price_t$
<u>Gastos de capital</u> (Inversiones derivadas de la actividad)	$CAPEX\ t_{t=Year\ replacement} = Inverter\ cost_{year\ replacement} \cdot Size$
	$CAPEX\ t_{t \neq Year\ replacement} = 0$
<u>Costes de explotación</u>	$OPEX_t = Maintenance \cdot CAPEX_t$
<u>Intereses</u>	$INTEREST_{t > Loan\ Years} = 0$
	$INTEREST_{t \leq Loan\ Years}$ (son los intereses a pagar)
<u>Amortizaciones de las inversiones</u> (sólo amortizan las empresas, es decir, $CT=0$)	$AMORTIZATION_t = (1 - CT) \cdot (AMORTIZATION_{s_t} + AMORTIZATION_{inverter_t})$
	$AMORTIZATION_{inverter_t}$ (es la amortización de la inversión realizada para reemplazar el inversor)

	$AMORTIZATION_s_t$ (es la amortización de la inversión inicial en el sistema)
<u>Beneficio antes de impuestos</u>	$EBT_t = REVENUE_t - CAPEX_t - OPEX_t - INTEREST_t - AMORTIZATION_t$
<u>Impuestos</u> (Hay impuestos reducidos para personas, CT=1)	$TAXES_t = (EBT_t \cdot (1 - CarryForward) + EBT_{Pos_t} \cdot CarryForward) \cdot TAX\ rate$
<u>Deducciones</u>	0

Tabla 62: Variables económicas en Alemania

Costes del sistema:

Son los del apartado 3.5.3.

$$COST(\text{€}) = PRICE \cdot SIZE \cdot (1 + VAT)$$

Restricciones asociadas al cálculo de la energía auto consumida:

$$E_{prod\ j,m,t} + d_{j,m,t} - e_{j,m,t} = Consumption_m \cdot FactorContemporaneidad$$

$$0 \leq d_{j,m,t} \leq Bin_{sc\ j,m,t} \cdot M_{max}$$

$$0 \leq e_{j,m,t} \leq (1 - Bin_{sc,j,m,t}) \cdot M_{max}$$

Restricciones asociadas al cálculo de impuestos:

$$EBT_{Pos,t} + EBT_{Neg,t} = EBT_t$$

$$0 \leq EBT_{Pos,t} \leq Bin_{TAX,t} \cdot EBT_{max}$$

$$(1 - Bin_{TAX,t}) \cdot (-EBT_{max}) \leq EBT_{Neg,t} \leq 0$$

4.4.3 Óptimo

Se ha calculado el tamaño óptimo de un sistema instalado sobre tejado para dos ciudades diferentes: Hamburgo y Múnich, cuyos valores de horas solares equivalentes anuales son 909 kWh/kWp y 1103 kWh/kWp respectivamente.

En este modelo el tipo de cliente para los dos escenarios estudiados (residencial y comercial) es empresa, por lo que todos los usuarios amortizan.

Residencial

En este escenario las condiciones económicas y de financiación son las siguientes:

ECONOMIC	
Inflation %	2.50
Discount Rate %	5.00
Years Amortization	20

Tabla 63: Condiciones económicas

PROJECT FINANCE	
Down Payment %	10.00
Interest Rate %	4.00
Loan Duration(years)	15

Tabla 64: Condiciones financieras

VAT %	
Tax Rate %	29.80

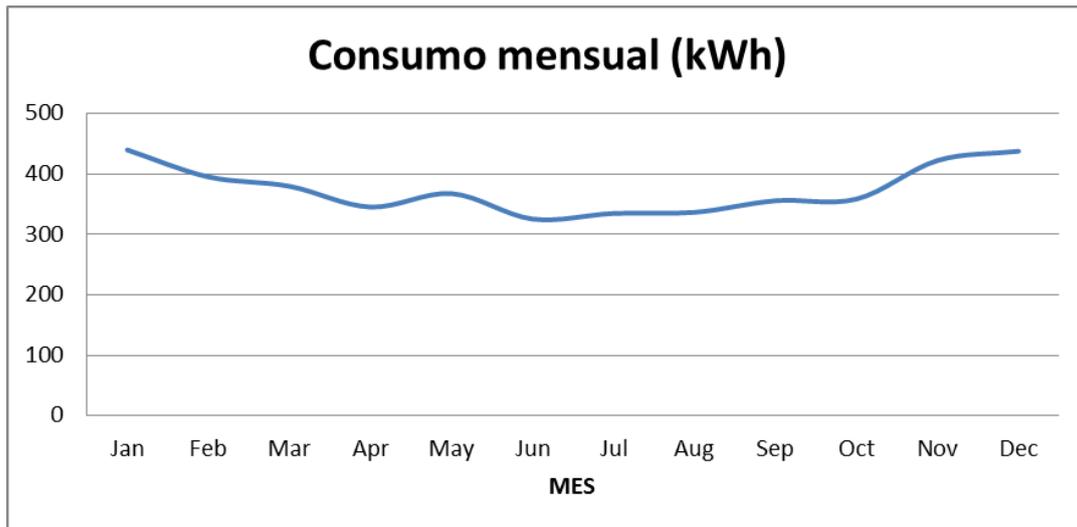
Tabla 65: IVA y tasa de impuestos del escenario residencial

El precio de la electricidad y el índice de variación esperado en ese escenario es:

Electricity tariff (€/kwh)	0.2531
Electricity price index	0.030

Tabla 66: Precio de la electricidad para Alemania residencial

Se ha considerado un factor de contemporaneidad del 20% y un consumo anual de 4500 kWh repartidos mensualmente según en siguiente perfil:



Gráfica 61: Consumo mensual residencial Alemania

En este escenario no habrá gastos de mantenimiento (OPEX), pero si se amortizará linealmente las inversiones realizadas.

Óptimos

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (wp)	2045
Price (€/wp)	2.00
Kwh Year 1	1858
Fit (€/wp)	0.1548
NPV (€)	1375
LCOE(€/kWp)	0.177
PV LCOE(€/kWh)	0.174
PV COE (€/KWh)	0.252
Non PV COE (€/kwh)	0.334

Tabla 67: Óptimo Hamburgo residencial

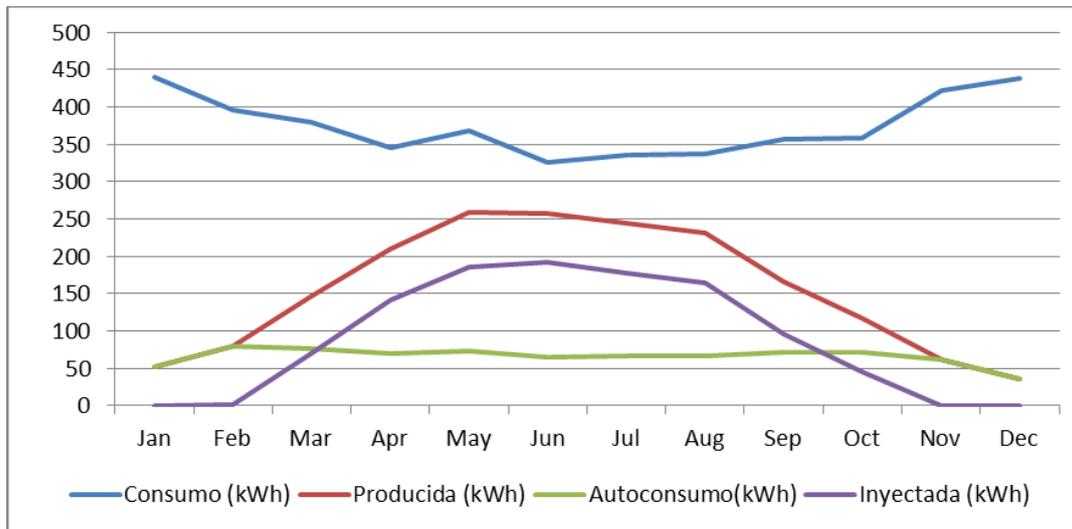
END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (wp)	10000
Price (€/wp)	2.00
Kwh Year 1	11032
Fit (€/wp)	0.1548
NPV (€)	3041
LCOE(€/kWp)	0.146
PV LCOE(€/kWh)	0.143
PV COE (€/KWh)	0.216
Non PV COE (€/kwh)	0.334

Tabla 68: Óptimo Múnich residencial

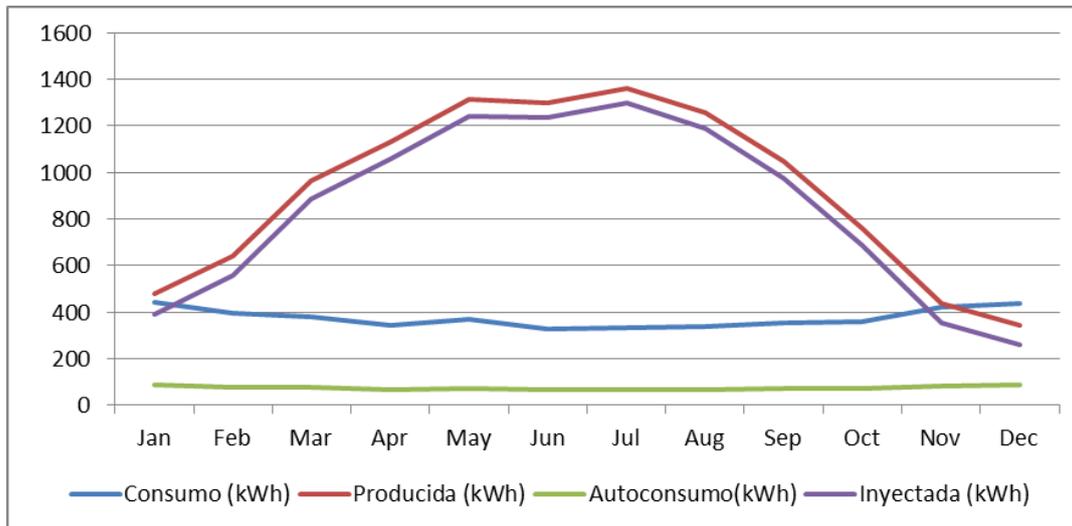
En las dos ciudades el tamaño óptimo de la instalación es muy diferente: en Hamburgo es de 2 kWp; mientras que en Múnich es el tamaño máximo del escenario, 10 kWp.

Se observa que, para ambas ciudades, el valor del coste unitario de producción (PV LCOE) es menor que el de referencia LCOE, lo que implica que los gastos financieros son compensados por el ahorro de impuestos derivado de las amortizaciones. Además, el valor del PV LCOE en Múnich es menor que la tarifa FIT a la que se pagará la energía inyectada, lo que justifica que lo más rentable sea producir lo máximo para maximizar los ingresos.

Es interesante mostrar los perfiles energéticos mensualmente para cada una de las ciudades, ya que son muy diferentes:



Gráfica 62: Perfiles energéticos para el primer año Hamburgo residencial



Gráfica 63: Perfiles energéticos para el primer año en Múnich residencial

Las gráficas muestran que en Hamburgo se autoconsume todo lo que se produce en los meses de menor irradiación (noviembre, diciembre y enero) y que se inyecta en red el resto de meses. La curva de producción está por debajo del consumo durante todo el año. En Múnich ocurre algo muy distinto, se produce lo máximo para inyectar todo el año a una tarifa FIT mayor que su coste unitario de producción, lo que hace poco dependiente la solución del factor auto consumo.

Comercial

En este escenario las condiciones económicas y de financiación son las siguientes:

ECONOMIC	
Inflation %	2.50
Discount Rate %	7.00
Years Amortization	10

Tabla 69: Condiciones económicas

PROJECT FINANCE	
Down Payment %	10.00
Interest Rate %	5.00
Loan Duration(years)	18

Tabla 70: Condiciones financieras

VAT %	
Tax Rate %	29.80

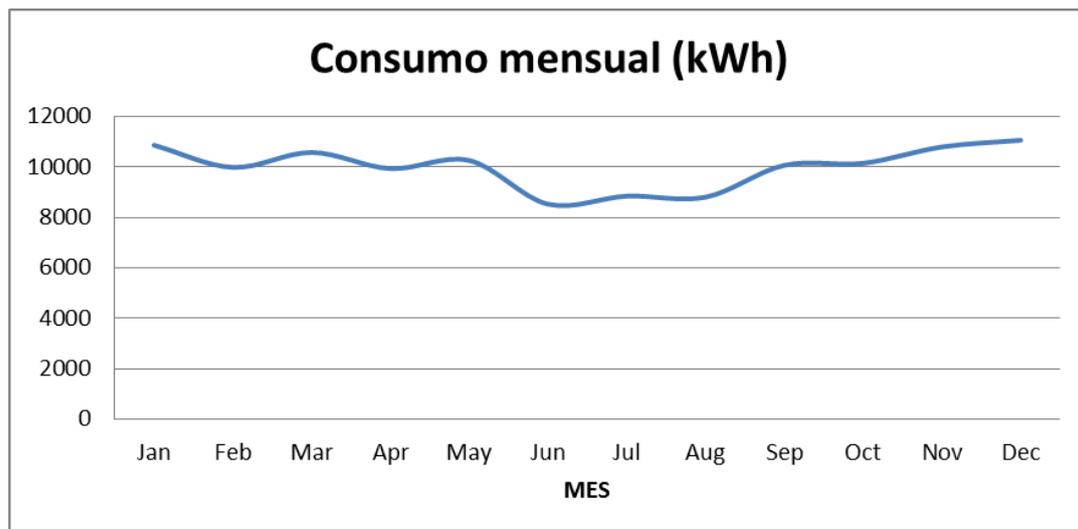
Tabla 71: IVA y tasa de impuestos escenario comercial

El precio de la luz en ese escenario es:

Electricity tariff (€/kwh)	0.1451
Electricity price index	0.030

Tabla 72: Precio de la luz para Alemania comercial

Se ha considerado un factor contemporaneidad del 75% y un consumo anual de 150 MWh distribuido mensualmente de la siguiente forma:



Gráfica 64: Perfil de consumo mensual comercial de Alemania

En este escenario se amortiza linealmente las inversiones realizadas (inversión inicial del sistema y cambio del inversor) y los gastos de mantenimiento son el 1% de coste de la instalación.

Óptimo

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	75271
Price (€/Wp)	1.80
Kwh Year 1	68409
Fit (€/ kWh)	0.1310
<hr/>	
NPV (€)	36356
LCOE(€/kWp)	0.206
PV LCOE(€/kWh)	0.200
PV COE (€/kWh)	0.070
Non PV COE (€/kWh)	0.188

Tabla 73: Óptimo Hamburgo comercial

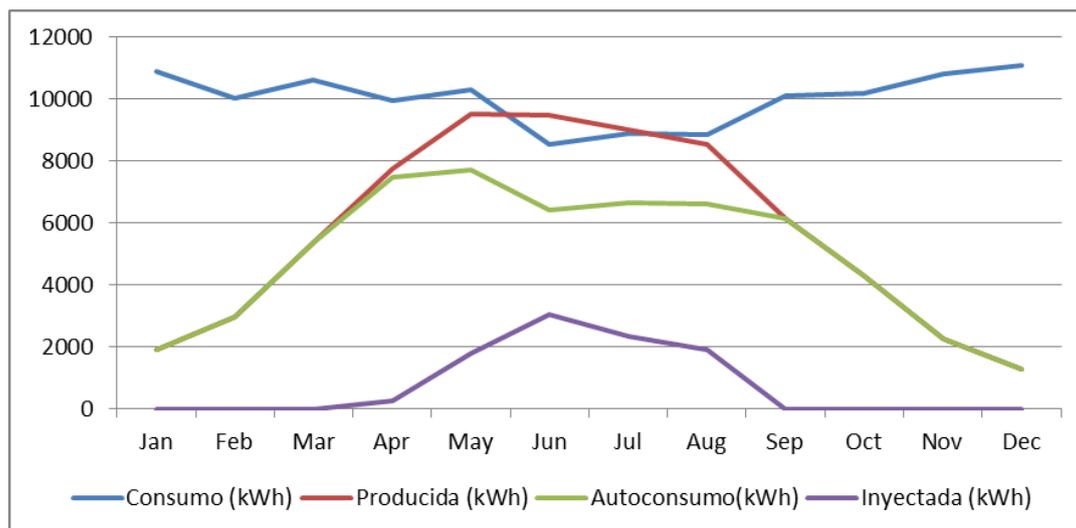
END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	100000
Price (€/Wp)	1.80
Kwh Year 1	110316
Fit (€/ kWh)	0.1310
<hr/>	
NPV (€)	66738
LCOE(€/kWp)	0.170
PV LCOE(€/kWh)	0.165
PV COE (€/kWh)	0.019
Non PV COE (€/kWh)	0.188

Tabla 74. Óptimo Múnich comercial

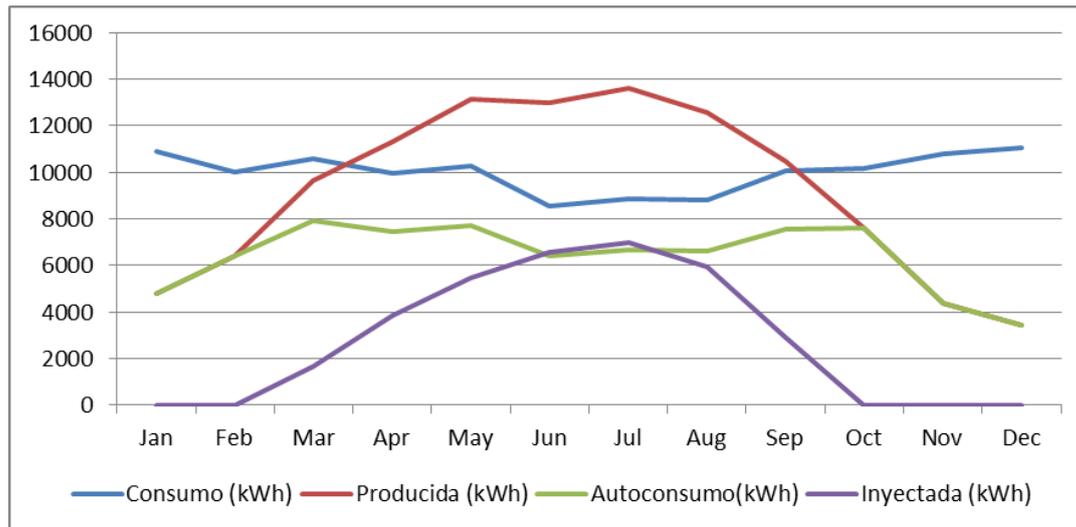
Las tablas muestran que los costes unitarios de producción PV LCOE son menores que los costes LCOE. A diferencia del escenario residencial, ninguna ciudad consigue un coste unitario menor a la tarifa FIT correspondiente y la solución está influida por el auto consumo.

Se observa que el valor del PV COE es un 63% menor que el del COE en el caso de Hamburgo; y en el caso de Múnich es un 98% menor.

En las siguientes gráficas se observa el perfil mensual obtenido:



Gráfica 65: Perfiles energéticos para el primer año Hamburgo Comercial



Gráfica 66: Perfiles energéticos para el primer año en Múnich Comercial

El tamaño óptimo de la instalación para Hamburgo es aquel en el que se inyecta en los meses de marzo a septiembre, y se autoconsume todo lo que se produce en el resto de meses del año. Mientras que en Múnich se inyecta de febrero a octubre, y se autoconsume toda la producción el resto de meses.

4.4.4 Análisis de sensibilidad

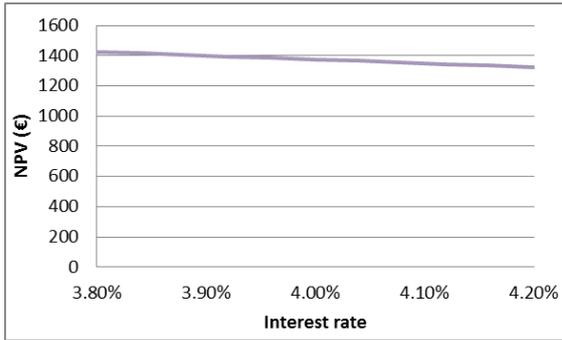
El análisis de sensibilidad realizado para el modelo de Alemania se ha basado en la ciudad de Hamburgo. Se han estudiado los parámetros siguientes:

- Tarifas FIT
- Tipo de interés
- Factor contemporaneidad

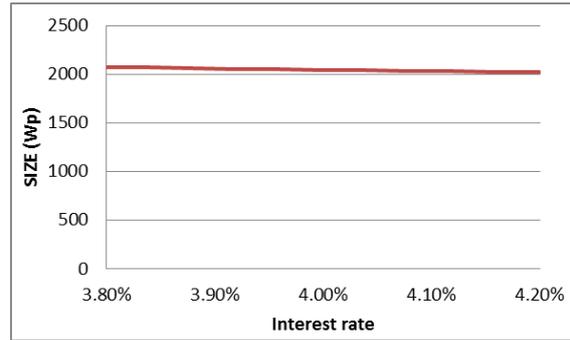
Se ha variado el valor de cada uno de los parámetros de interés desde un -5% a un 5%.

1. Sensibilidad respecto al tipo de interés

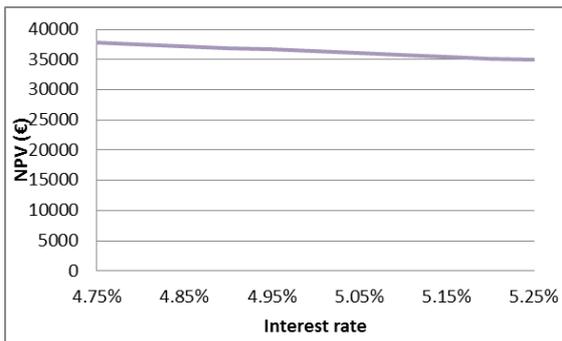
En el escenario residencial el tipo de interés es del 4% y en el escenario comercial del 5%. La variación de la solución respecto a este parámetro está representada en las siguientes gráficas:



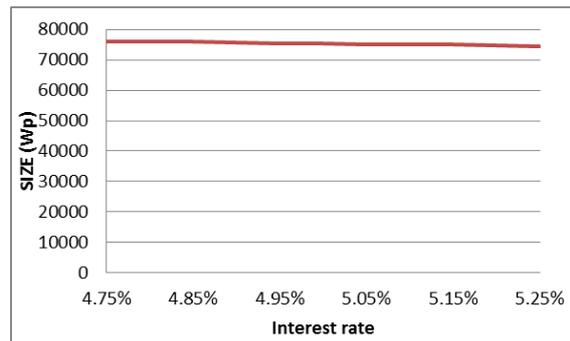
Gráfica 67: Hamburgo Residencial NPV vs. IR



Gráfica 68: Hamburgo Residencial SIZE vs. IR



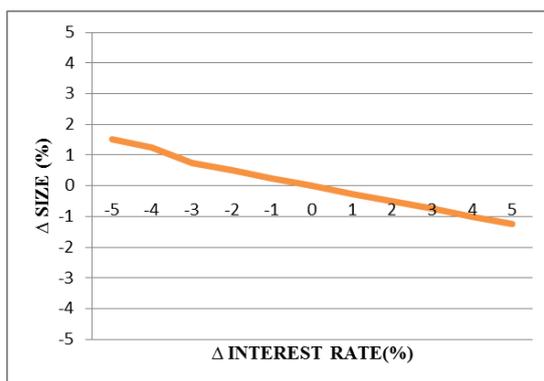
Gráfica 69: Hamburgo Comercial NPV vs. IR



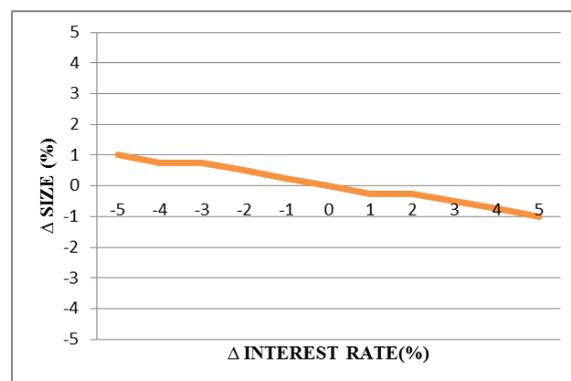
Gráfica 70: Hamburgo Comercial SIZE vs. IR

El tamaño óptimo de la instalación respecto al tipo de interés ha variado para ambos escenarios.

A continuación se presentan unas gráficas que muestran la variación del tamaño óptimo en términos de incrementos porcentuales:



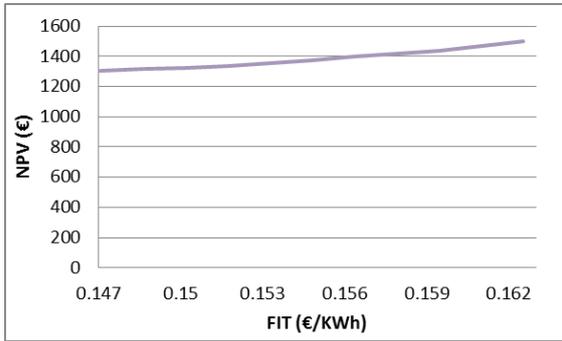
Gráfica 71: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Alemania residencial



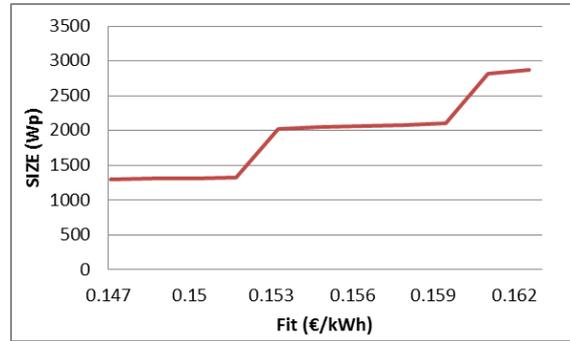
Gráfica 72: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Alemania comercial

A partir de los datos obtenidos se observa que para el escenario residencial la pendiente de la gráfica 71 toma un valor cercano a -0.3, es decir, que una bajada del 1% sobre el valor del tipo de interés implica que habrá que instalar un 0.3% más para conseguir el óptimo. Mientras que para el escenario comercial esta relación es de -0.2.

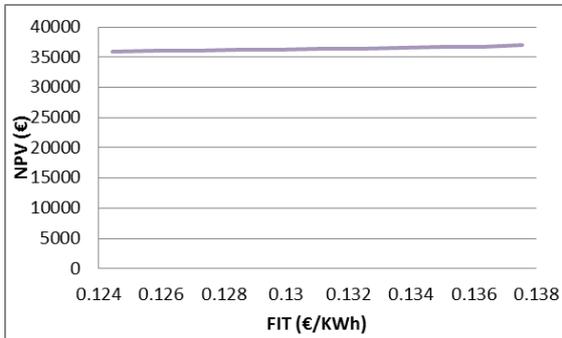
2. Sensibilidad respecto a la tarifa FIT



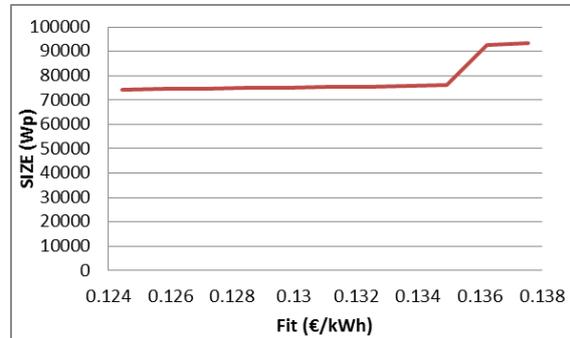
Gráfica 73: Hamburgo Residencial NPV vs. FIT



Gráfica 74: Hamburgo Residencial SIZE vs. FIT

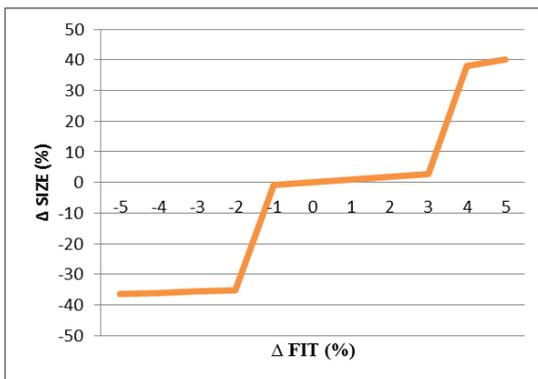


Gráfica 75: Hamburgo Comercial NPV vs. FIT

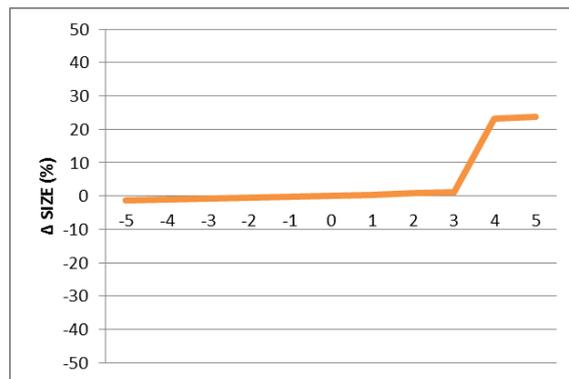


Gráfica 76: Hamburgo Comercial SIZE vs. FIT

Se muestra grandes incrementos del óptimo respecto a la tarifa FIT en ambos escenarios, estos incrementos son escalonados.



Gráfica 77: Δ SIZE vs. Δ FIT para Hamburgo residencial

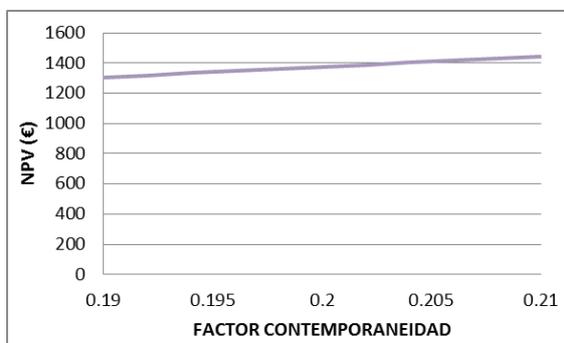


Gráfica 78: Δ SIZE vs. Δ FIT para Hamburgo comercial

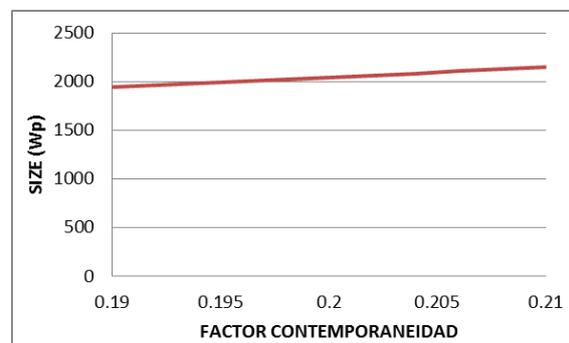
De las gráficas se observa, que en el escenario residencial hay una gran sensibilidad del óptimo tanto a subidas como a bajadas en las tarifas. Como ya se ha comentado la variación tiene una forma escalonada. Si la tarifa varía entre un -1% o un 3% no hay grandes cambios. Sin embargo, una subida del 4% o del 5% sobre la tarifa FIT puede suponer un aumento del tamaño óptimo entorno al 38%. Una bajada del 2% sobre la tarifa conlleva una reducción del 36%.

En el escenario comercial, el óptimo presenta gran sensibilidad a partir del 4% de subida de la tarifa. Un aumento del 4% o del 5% de las tarifas FIT repercute en un aumento del 23% del tamaño óptimo de instalación.

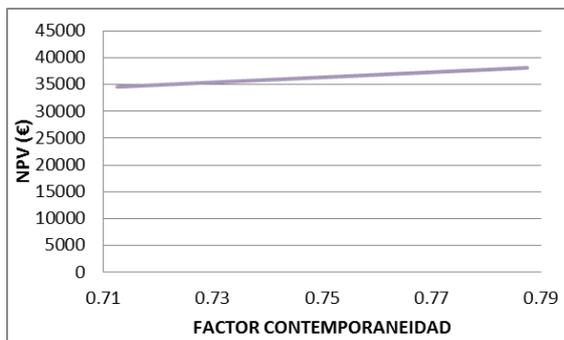
3. Sensibilidad respecto al factor auto consumo o contemporaneidad



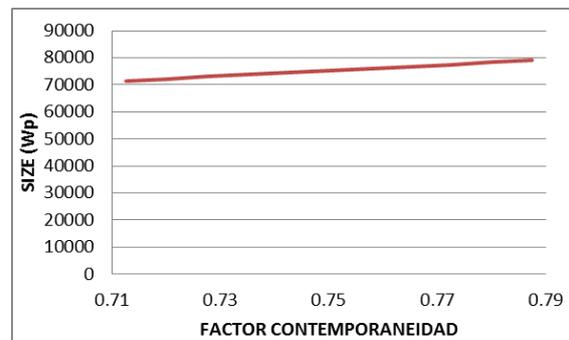
Gráfica 79: Hamburgo Residencial NPV vs. FC



Gráfica 80: Hamburgo Residencial SIZE vs. FC

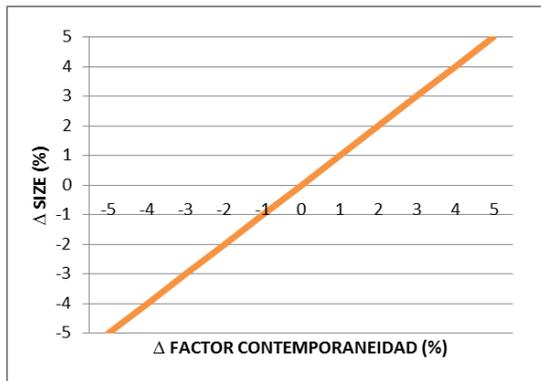


Gráfica 81: Hamburgo Comercial NPV vs. FC

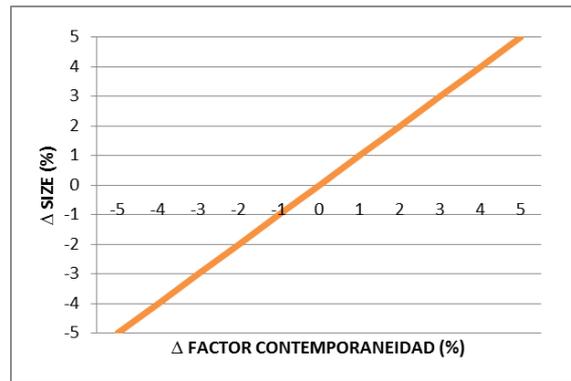


Gráfica 82: Hamburgo Comercial SIZE vs. FC

Observamos que la solución varía para ambos escenarios, respecto al factor de contemporaneidad.



Gráfica 83: Δ SIZE vs. Δ Factor contemporaneidad
Hamburgo residencial



Gráfica 84: Δ SIZE vs. Δ Factor contemporaneidad
para Hamburgo comercial

Las gráficas muestran una relación 1:1 en ambos escenarios, una subida o bajada del 1% el valor del factor contemporaneidad repercute en el óptimo con el mismo valor. Por tanto la solución es muy dependiente de este factor.

Conclusiones

Los resultados obtenidos muestran que en Alemania, para un escenario residencial, el tamaño óptimo es muy dependiente de la ciudad en la que se instale el sistema. Se observa que en Múnich, una ciudad con un valor suficientemente elevado de irradiación como para conseguir que los costes unitarios de producción sean menores al valor de la tarifa FIT, lo más rentable es instalar lo máximo para inyectar la mayor cantidad de energía en red. Mientras que en una ciudad de baja irradiación como Hamburgo el tamaño óptimo de la instalación está basado en el auto consumo, con una gran dependencia del factor auto consumo.

Para todo el escenario comercial hay una gran sensibilidad de la solución al factor contemporaneidad, por tanto en este escenario interesará dimensionar en función del mismo.

4.5 Bélgica

4.5.1 Hipótesis iniciales: Incentivos y balance energético

En Bélgica, el sistema de incentivos aplicado se basa en el esquema de comercio de los certificados verdes. Este esquema se combina con un método de balance neto que solo es aplicable a instalaciones residenciales.

Los certificados verdes, tienen como finalidad financiar el coste adicional del suministro de energía procedente de fuentes renovables y garantizar que se produzca la cantidad deseada, por lo que las eléctricas están obligadas a adquirir un determinado número de certificados y los ciudadanos con instalaciones renovables pueden vender estos sellos a las eléctricas.

El número de certificados verdes se asigna por cada kWh producido, en función del tamaño de la instalación y la región en la que se encuentre la instalación. El precio al que se valoran los certificados (*GC Price*) también depende de la región. Se podrá recibir certificados durante los diez primeros años de funcionamiento de la instalación.

A continuación se muestra una tabla con el precio del certificado verde, en función de la región en la que se instale el sistema: Valonia (Wallonia), Flandes (Flanders) o Bruselas (Brussels). En esta misma tabla también se refleja el número de certificados verdes asignados para el primer año a la producción en función del tamaño de la instalación y de la región:

GREEN CERTIFICATES / Energy Produced (kWh)				GC Price(€)
	<10kWp	10-250kWp	250-1000kWp	GC Price
BRUSSELS	4.00	4.00	4.00	64.20
FLANDERS	1.00	1.00	1.00	23.00
WALLONIA	8.00	8.00	1.00	64.20

Figura 28: Certificados verdes por kWh producido y precio por certificado verde para cada una de las regiones de Bélgica.

En Bruselas y Flandes a cada kWh producido se le asignará cada año el número de certificados mostrado en la tabla, mientras que para Valonia el mostrado en la tabla solo corresponde al primer año. La tabla siguiente muestra el número de certificados asignado:

GREEN CERTIFICATES / Energy Produced (kWh)																				
Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Wallonia	8	7	7	6	5	5	4	3	3	2										

Tabla 75: Certificados verdes/kWh producido asignados cada año (GC per kWh) en la región de Valonia

Como se ha dicho anteriormente el balance neto solo será aplicado para el escenario residencial para instalaciones menores de 10 kWp, mediante el cual se puede consumir la energía producida que no se pudo consumir en el momento de producción. Además, los excedentes energéticos pueden ser recuperados durante un periodo de un año (energía balanceada), para saldar las diferencias entre consumo y producción.

Por último, para las empresas hay deducciones de impuestos sobre el 13,5% de la inversión para el primer año.

Balance energético

El balance energético es diferente en función de si se trata de una instalación residencial o comercial, debido al balance neto existente solo para el primer escenario.

En el escenario comercial el auto consumo solo puede realizarse en las horas de sol, por tanto, el esquema del balance energético de partida y los flujos energéticos derivados del mismo serán calculados de la misma forma que en Reino Unido o Alemania.

En el escenario residencial, al realizar un balance con la red, permitirá auto consumir la producción independientemente del momento en que se generó la energía. Por lo que la energía auto consumida es igual al mínimo entre el consumo y la producción. Además, al final de un año se realiza un balance entre la energía inyectada y la energía suministrada por la red para compensar las diferencias entre consumo y producción, la variable energética que recoge esta compensación se denomina energía balanceada.

En el balance energético mensual de partida participan los siguientes flujos energéticos:

1. Energía producida: calculada como el producto de la potencia instalada por horas solares mensuales ($Yield_m$).
2. Energía auto consumida: es diferente según sea un sistema con balance neto o sin balance neto.

Si el sistema tiene balance neto la energía auto consumida será el mínimo entre el consumo mensual y la energía producida.

Si es mayor de 10 kWp se calculará al igual que para los modelos anteriores, mediante la expresión matemática:

mínimo (Energía producida, Consumo · Factor contemporaneidad)

3. Energía inyectada: la energía inyectada en red será la diferencia entre la producida y la auto consumida.
4. Energía comprada/suministrada: será la diferencia entre el consumo y la energía auto consumida.

Los flujos energéticos mencionados anteriormente permiten obtener los valores anuales como la suma de sus valores mensuales. Además, anualmente se calculará la energía balanceada para compensar las diferencias entre producción y consumo, mediante un balance entre inyectada y suministrada por la red:

1. Energía balanceada: es el mínimo entre la energía inyectada en red a lo largo del año y la suministrada por la red a lo largo de ese año.
2. Energía ahorrada: es la suma de la energía auto consumida durante todos los meses más la energía balanceada si hay balance neto.

A partir de la producción anual, y la energía ahorrada anualmente, se podrá construir la cuenta de resultados asociada a los siguientes flujos económicos:

1. Ingresos: Son los derivados del valor económico de los certificados verdes asociados a la energía producida cada año, es decir, es igual al precio del certificado por un número entero de certificados verdes asignados a la producción de ese año (*Final GC*).

El número de certificados verdes asociados al final de cada año debe ser un número entero. Por tanto hay que diferenciar entre los certificados finales mencionados y los originales (*Original GC*), que son obtenidos como el producto de la energía producida ese año por el *GC per kWh_t* correspondiente. Se tomará cada año los valores enteros, pudiendo acumular la parte decimal sobrante para el resto. La forma de calcularlo se explica más en detalle en el modelo.

2. Ahorros: en la factura eléctrica derivados del auto consumo. Su expresión es:

$$\text{Precio de la electricidad} \cdot \text{Energía autoconsumida}$$

4.5.2 Modelo

Parámetros del modelo

Parámetros asociados a la división por tamaño de instalación

- L_{1j} : Límite inferior de potencia para ese intervalo.
- L_{2j} : Límite superior de potencia para ese intervalo.
- N : Número de intervalos de división, en este caso habrá tantos intervalos como intervalos de potencia para la asignación del número de certificados verdes por kWh producido. Si observamos los intervalos de potencia

mostrados en la figura 29, el primero coincide con el rango al que están limitadas las instalaciones fotovoltaicas con sistema de balance neto.

Parámetros energéticos

Al partir de un balance energético mensual serán los mismos parámetros que los mencionados en el modelo de Alemania y Reino Unido. Se recogen en la siguiente tabla:

Parámetro	Descripción
$Consumption_m$	Consumo mensual en kWh
$Factor\ de\ contemporaneidad$	Proporción del consumo durante las horas de sol
$Yield_m$	Horas solares en el mes m kWh/Wp
$Degradation_t$	Factor degradación anual del módulo
MIN	Tamaño mínimo de la potencia
MAX	Tamaño máximo de la potencia

Tabla 76: Parámetros energéticos aplicados en Bélgica

Parámetros económicos

Hay que considerar los parámetros asociados al esquema de certificados verdes:

- $GC_{i,t}$: número de certificados verdes asignados a un kWh producido en el año t por una instalación de potencia correspondiente al intervalo j .
- $GC\ Price$: precio del certificado verde en €.

Parámetro	Descripción
$CT\ (Customer\ type)$	Tipo de cliente

<u>Inflation</u>	Inflación esperada
<u>GC_{i,t}</u>	Nº de certificados verdes por kWh producido en el año t para el intervalo j de potencia.
<u>GC Price</u>	Precio en € por certificado verde asignado
<u>Discount rate</u>	Ratio de descuento
<u>Electricity Price_t</u>	Precio de la electricidad en el año t
<u>Loan duration</u>	Duración del préstamo (en años)
<u>Down Payment</u>	% del coste que indica la inversión inicial
<u>Interest type</u>	Tipo de interés

Tabla 77: Parámetros económicos para Bélgica

Parámetros asociados al tipo de cliente y al sistema:

Parámetro	Descripción
<u>Tax rate_p</u>	Tasa de impuestos para particulares
<u>Tax rate_e</u>	Tasa de impuestos para empresa
<u>VAT_p</u>	IVA o VAT para particulares
<u>VAT_e</u>	IVA o VAT para empresa
<u>Price</u>	Precio de la instalación (€/Wp instalado)

<u>Inverter Cost</u>	Precio del inversor (€/Wp instalado)
<u>Year Replacement</u>	Año de reemplazamiento del inversor

Tabla 78: Parámetros asociados al tipo de cliente en Bélgica

VARIABLES DEL MODELO

VARIABLES DE DECISIÓN

Potencia instalada en el intervalo (L_{1j} , L_{2j}):	X_j
Potencia total instalada (Wp):	$Size = \sum_j X_j$
Restricciones de no negatividad:	$X_j \geq 0$
Limitaciones del tamaño de la instalación:	$Size \geq MIN$; $Size \leq MAX$

VARIABLES AUXILIARES

- Bin_j : variable binaria que valdrá 1 si X_j pertenece a (L_{j-1} , L_j] y 0 si no pertenece a este intervalo.
- $Bin_{SCm,t}$: es la variable binaria que valdrá 1 si la energía producida en el mes m del año t correspondiente al intervalo j es mayor que el consumo durante las horas de sol en el caso de tener balance neto o que el consumo
- $e_{SCm,t}$: es el exceso de la energía producida sobre el consumo si se trata de un sistema con balance neto o sobre el consumo durante las horas de sol si no hay balance neto, en el mes m del año t .
- $d_{SCm,t}$: es el defecto de la energía producida sobre el consumo durante las horas de sol si no hay balance neto o sobre el consumo total si lo hay, en el mes m del año t .
- $Bin_{BAL,t}$: variable binaria que vale 1 si la energía inyectada es mayor que la suministrada por la red en el año t .
- $e_{BAL,t}$: es el exceso de la energía inyectada en red sobre la suministrada por la red en el año t .
- $d_{BAL,t}$: variable que recoge el defecto de la energía inyectada sobre la suministrada por la red en el año t .

Variables Energéticas:

Como hay dependencia del número de certificados verdes correspondiente a la energía producida respecto al tamaño de la instalación, se ha dividido la variable energía producida en intervalos.

Energía producida en el mes m del año t si el tamaño pertenece al intervalo j de potencia:

$$E_{prod\ j,m,t} = X_j \cdot Yield_m \cdot Degradation_t$$

Energía producida en el mes m del año t :

$$E_{prod\ m,t} = \sum_{j=0}^N E_{prod\ j,m,t}$$

Energía (kWh)	Mensual (mes m del año t)	Anual (del año t)
<u>Producida</u>	$E_{PROD\ m,t} = \sum_{j=0}^N E_{prod\ j,m,t}$	$E_{PROD\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{PROD\ m,t}$
<u>Auto consumida</u>	$E_{SC\ m,t} = E_{prod\ m,t} - e_{m,t}$	$E_{SC\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{SC\ m,t}$
<u>Inyectada</u>	$E_{INJ\ m,t} = \sum_{j=0}^N E_{INJ\ j,m,t}$	$E_{INJ\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{INJ\ m,t}$
<u>Suministrada</u>	Es la energía suministrada por la red eléctrica: $E_{R\ m,t}$	$E_{R\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{retrieved\ m,t}$
		$E_{R\ m,t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} (Consumption_{m,t} - E_{sc\ m,t})$
<u>Balanceada</u>	Se calcula anualmente	$E_{BALANCED\ t} = \frac{1}{2} \cdot (E_{R,t} + E_{INJ,t} - d_{BAL\ m,t} - e_{BAL\ m,t})$
<u>Ahorrada</u> <u>(solo hay balance</u> <u>neto para</u> <u>residencial)</u>	Se calcula anualmente	$E_{SAVED\ t} = \sum_{m=Enero}^{Diciembre} E_{SC\ m,t} + CT^9 \cdot E_{BALANCED\ t}$

Tabla 79: Variables energéticas para Bélgica

⁹ En Bélgica el tipo de cliente asociado al escenario residencial es un particular, mientras que para un comercial es una empresa, por tanto solo tienen balance neto los particulares, y podrán ser compensados con la energía balanceada.

Variables Económicas:

Se necesitan cuatro variables para la asociación del valor del número de certificados verdes, teniendo en cuenta que solamente puede valer un número entero y que la parte decimal se acumula para el año siguiente:

Original GC: es el número de certificados verdes que se asocian directamente por la energía producida en el año. Dependen del año y de la región.

$$Original\ GC_t = \sum_{j=1}^N E_{prod\ j,t} \cdot GC\ per\ kWh_t$$

Green Certificates carried over : es un valor comprendido entre 0 y 1 que almacena la parte decimal del valor de Updated Green Certificates para el año t.

Updated Green Certificates: variable auxiliar que almacena el valor de los certificados originales cada año al que añade los valores de las partes decimales acumulados.

$$Original\ GC_t = Original\ GC_t + GC\ Carried\ Over_t$$

Final GC: variable entera, que toma el valor de los GC asociados al año t, es el valor entero de Updated Green Certificate.

Unido a las restricciones:

$$GC\ carried\ over_{t=1} = 0$$

$$GC\ carried\ over_{2 \leq t \leq 20} = Updated\ GC_{t-1} - Final\ GC_{t-1}$$

$$0 \leq GC\ carried\ over_t \leq 1$$

Variable (en el año t)	Expresión
<u>Ingresos obtenidos</u>	$REVENUE_t = GC\ Price_t \cdot Final\ GC_t$
<u>Ahorros de la factura de la luz</u>	$SAVINGS_t = Esaved_t \cdot Electricity\ price_t$
<u>Gastos de capital</u> (<u>Inversiones derivadas de la actividad</u>)	$CAPEX\ t_{t=Year\ replacement} = Inverter\ cost_{year\ replacement} \cdot Size$
	$CAPEX\ t_{t \neq Year\ replacement} = 0$

<u>Costes de explotación</u>	$OPEX_t = Maintenance \cdot CAPEX_t$
<u>Intereses</u>	$INTEREST_{t > Loan\ Years} = 0$
	$INTEREST_{t \leq Loan\ Years}$ (son los intereses a pagar)
<u>Amortizaciones de las inversiones</u> (sólo amortizan las empresas, es decir, $CT=0$)	$AMORTIZATION_t = (1 - CT) \cdot (AMORTIZATION_{s_t} + AMORTIZATION_{inverter_t})$
	$AMORTIZATION_{inverter_t}$ (es la amortización de la inversión realizada para reemplazar el inversor)
	$AMORTIZATION_{s_t}$ (es la amortización de la inversión inicial en el sistema)
<u>Beneficio antes de impuestos</u>	$EBT_t = REVENUE_t - CAPEX_t - OPEX_t - INTEREST_t - AMORTIZATION_t$
<u>Impuestos</u> (Hay impuestos reducidos para personas, $CT=1$)	$TAXES_t = EBT_t \cdot TAX\ rate$
<u>Deducciones</u>	$Deduction_{t=1} = Deduction\ rate \cdot (1 - CT) \cdot COST$

Tabla 80: Variables económicas en Bélgica

Restricciones asociadas a la división por intervalos:

$$Bin_j \cdot L_{1,j} \leq X_j \leq Bin_j \cdot L_{2,j}$$

$$\sum_j^n Bin_j = 1$$

$$X_j \geq 0$$

Restricciones asociadas al cálculo de la energía auto consumida:

$$E_{prod\ m,t} + d_{sc\ m,t} - e_{sc\ m,t} = Consumption_m \cdot (Bin_0 + (1 - Bin_0) \cdot FactorContemp.)$$

$$0 \leq d_{sc\ m,t} \leq Bin_{sc\ m,t} \cdot M_{max}$$

$$0 \leq e_{sc\ m,t} \leq (1 - Bin_{sc\ m,t}) \cdot M_{max}$$

Restricciones asociadas al cálculo de la energía “balanceada” anualmente:

$$E_{INJ t} - E_{R t} + d_{BAL t} - e_{BAL t} = 0$$

$$0 \leq d_{BAL t} \leq Bin_{BAL} \cdot M_{max}$$

$$0 \leq e_{BAL t} \leq (1 - Bin_{BAL t}) \cdot M_{max}$$

4.5.3 Óptimo

En Bélgica, tanto el valor de los certificados verdes asociados a cada kWh producido como el precio por certificado, dependen de la región en la que se instale la instalación fotovoltaica. Por ello, se ha estudiado el óptimo de cada una de las tres regiones en las que se divide: Bruselas (Brussels), Flandes (Flanders) y Valonia (Wallonia). Cuyos valores de horas solares anuales son: 892 kWh/kWp, 925 kWh/kWp y 911 kWh/kWp respectivamente.

Residencial

En este escenario las condiciones económicas y de financiación son las siguientes:

ECONOMIC	
Inflation %	2.50
Discount Rate %	5.00
Years Amortization	10

Tabla 81: Condiciones económicas

PROJECT FINANCE	
Down Payment %	10.00
Interest Rate %	4.00
Loan Duration (years)	10

Tabla 82: Condiciones financieras

VAT %	6.00
TAX Rate %	50.00

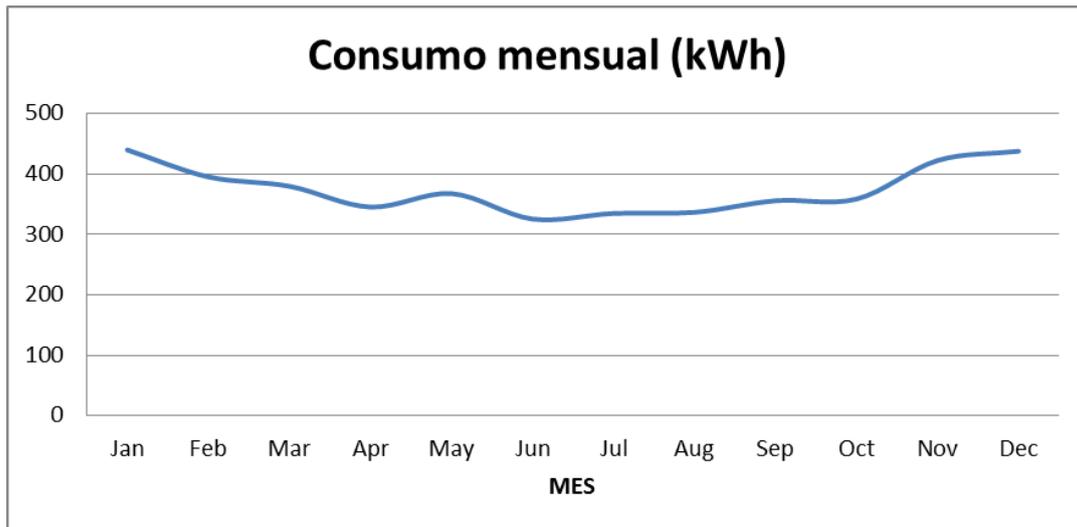
Tabla 83: IVA y tasa de impuestos del escenario residencial

El precio de la electricidad y el índice de variación esperado en ese escenario es:

Electricity tariff (€/kWh)	0.2140
Electricity price index	0.030

Tabla 84: Precio de la electricidad para Bélgica residencial

Se ha considerado un factor de contemporaneidad del 20% y un consumo anual de 4500 kWh repartidos mensualmente según en siguiente perfil:



Gráfica 85: Consumo mensual residencial Bélgica

En este escenario no habrá gastos de mantenimiento (OPEX), y se amortizará linealmente las inversiones realizadas.

Óptimos

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	5129
Price (€/Wp)	2.65
Kwh Year 1	4576
GC Price (€/cert.)	64.20
NPV (€)	7687
LCOE(€/kWh)	0.252
PV LCOE(€/kWh)	0.275
PV COE (€/KWh)	-0.128
Non PV COE (€/kWh)	0.282

Tabla 85: Óptimo Bruselas residencial

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	4918
Price (€/Wp)	2.65
Kwh Year 1	4551
GC Price (€/cert.)	23.00
NPV (€)	3891
LCOE(€/kWh)	0.243
PV LCOE(€/kWh)	0.265
PV COE (€/KWh)	-0.063
Non PV COE (€/kWh)	0.282

Tabla 86: Óptimo Flandes residencial

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	5070
Price (€/Wp)	2.65
Kwh Year 1	4620
GC Price (€/cert.)	64.20
NPV (€)	9481
LCOE(€/kWh)	0.247
PV LCOE(€/kWh)	0.269
PV COE (€/KWh)	-0.160
Non PV COE (€/kWh)	0.282

Tabla 87: Óptimo Valonia residencial

En las tres regiones el tamaño óptimo de la instalación es alrededor de 5kWp, lo que asegura una energía anual producida muy cercana al valor del consumo anual de 4500 kWh.

Se observa que, para todo el escenario, el valor del coste unitario de producción (PV LCOE) es mayor que el de referencia LCOE, ya que no hay amortización que permita ahorrar impuestos. Además, el valor del PV LCOE es menor en la región de mayor irradiación, ya que para producir la misma cantidad de energía necesita instalar menos potencia.

En todos los casos el PV COE es negativo. Esto es debido a dos motivos: toda la energía producida se autoconsume, gracias a la compensación del balance neto por medio de la energía balanceada y existen incentivos asociados a la producción de energía.

Los valores del NPV para las regiones de Bruselas y Valonia son mucho mayores que para Flandes, ya que el precio del certificado verde es más del doble en las dos primeras.

Comercial

En este escenario las condiciones económicas y de financiación son las siguientes:

ECONOMIC	
Inflation %	2.50
Discount Rate %	7.00
Years Amortization	10

Tabla 88: Condiciones económicas

PROJECT FINANCE	
Down Payment %	20.00
Interest Rate %	6.00
Loan Duration (years)	15

Tabla 89: Condiciones financieras

VAT %	
TAX Rate %	34.00

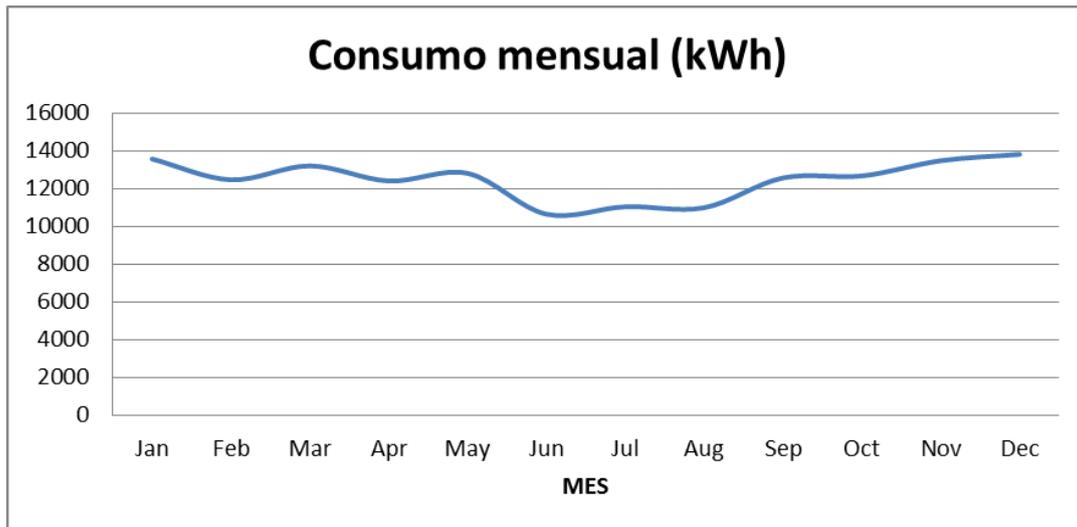
Tabla 90: IVA y tasa de impuestos escenario comercial

El precio de la luz en ese escenario es:

Electricity tariff (€/kWh)	0.1445
Electricity price index	0.030

Tabla 91: Precio de la luz para Bélgica comercial

Se ha considerado un factor contemporaneidad del 75% y un consumo anual de 150 MWh distribuido mensualmente de la siguiente forma:



Gráfica 86: Perfil de consumo mensual comercial de Bélgica

En este escenario no hay balance neto por lo que no habrá compensación entre energía inyectada y comprada a la red.

En este escenario se amortiza linealmente las inversiones realizadas (inversión inicial del sistema y cambio del inversor) y los gastos de mantenimiento son el 1% de coste de la instalación.

Óptimo

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	99975
Price (€/Wp)	2.20
Kwh Year 1	89197
GC Price (€/cert.)	64.20
NPV (€)	121426
LCOE(€/kWh)	0.256
PV LCOE(€/kWh)	0.235
PV COE (€/KWh)	0.020
Non PV COE (€/kWh)	0.187

Tabla 92: Óptimo Bruselas comercial

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	72235
Price (€/Wp)	2.20
Kwh Year 1	66847
GC Price (€/cert.)	23.00
NPV (€)	34529
LCOE(€/kWh)	0.246
PV LCOE(€/kWh)	0.226
PV COE (€/KWh)	0.086
Non PV COE (€/kWh)	0.187

Tabla 93: Óptimo Flandes comercial

END CUSTOMER ANALYSIS	
Size (Wp)	99997
Price (€/Wp)	2.20
Kwh Year 1	91118
GC Price (€/cert.)	64.20
NPV (€)	165592
LCOE(€/kWh)	0.250
PV LCOE(€/kWh)	0.230
PV COE (€/KWh)	-0.007
Non PV COE (€/kWh)	0.187

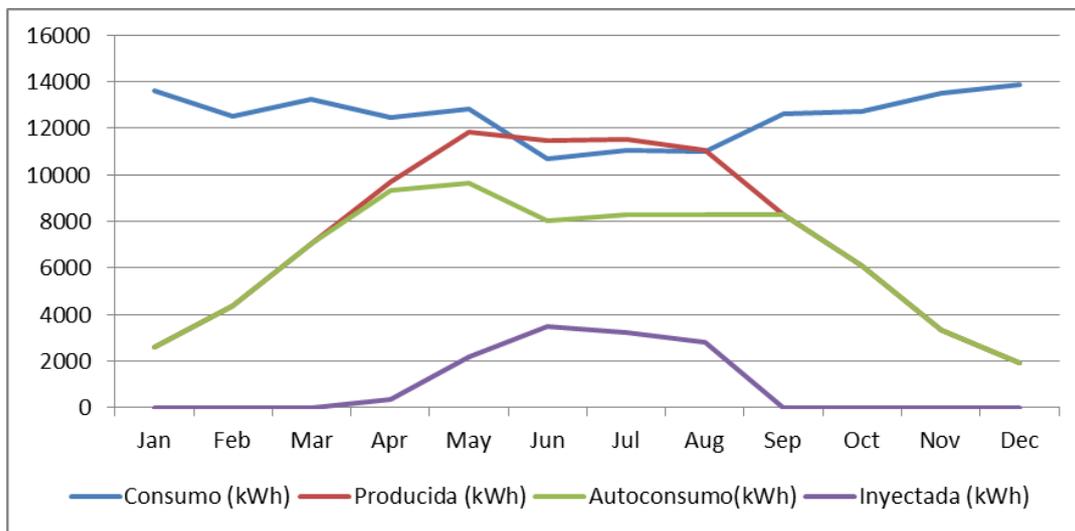
Tabla 94: Óptimo Valonia comercial

Los tamaños óptimos en las regiones de Bruselas y Valonia son un 37% mayores que en Flandes. Esto se debe a que los incentivos a la energía producida por medio de certificados verdes son significativamente mayores, tanto en precio del certificado como en número de certificados asociados a cada kWh producido.

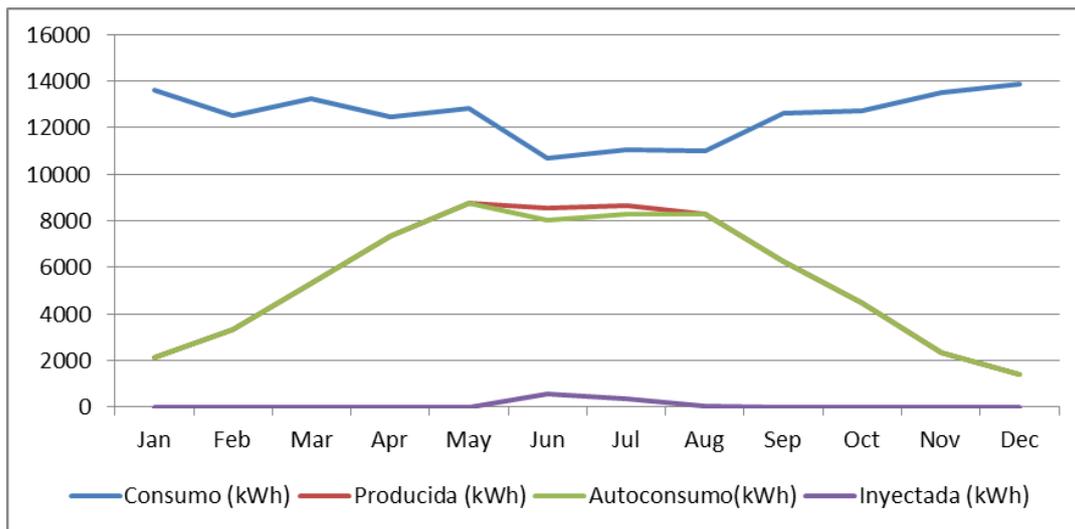
Observando el coste unitario de la energía producida PV LCOE en todos los casos es menor que el LCOE, consecuencia de los ahorros de impuestos asociados a los costes de mantenimiento, costes financieros y amortizaciones compensan los gastos financieros.

Las tablas muestran que el mayor impacto en la factura es el la región de Valonia, cuyo valor PV COE es negativo.

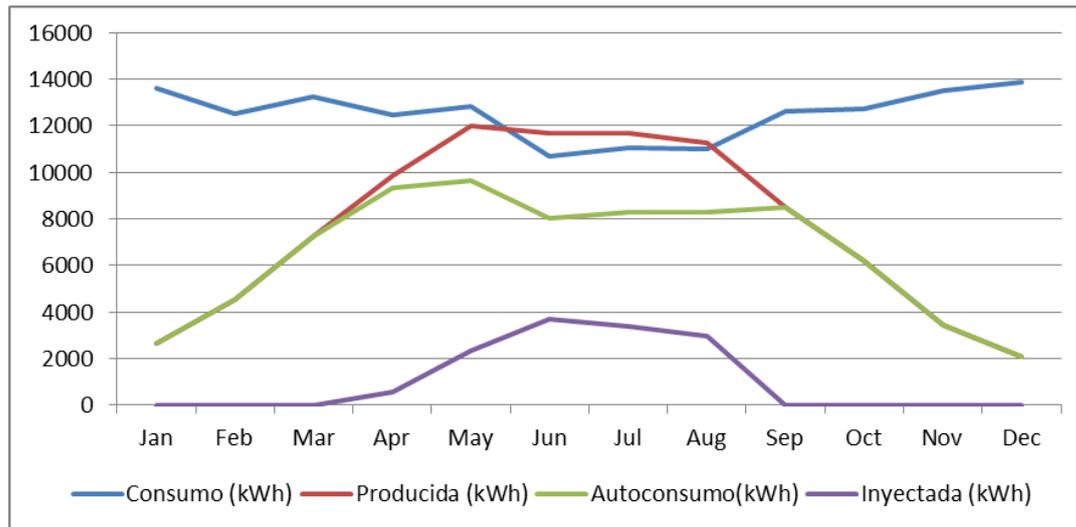
En las siguientes gráficas se observa los perfiles energéticos mensuales obtenidos para cada una de las regiones:



Gráfica 87: Perfiles energéticos para el primer año en Bruselas Comercial



Gráfica 88: Perfiles energéticos para el primer año en Flandes Comercial



Gráfica 89: Perfiles energéticos para el primer año en Valonia Comercial

Podemos ver que en Flandes se opta por el auto consumo, ya que el óptimo es aquel para el que el perfil de producción se ajusta casi al auto consumo. Se consume todo lo que se produce, excepto en los meses de verano (junio, julio y agosto) donde hay un pequeño exceso de energía.

En Bélgica y Valonia hay grandes excedentes de energía desde abril hasta agosto incluidos. El resto de los meses se auto consumirá toda la energía producida.

4.5.4 Análisis de sensibilidad

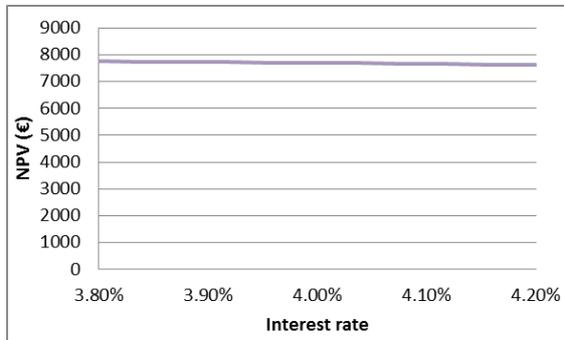
Debido a que cada una de las regiones presenta valores diferentes para los incentivos a la producción (precio de certificados verdes y número de certificados verdes asignados por kWh producido), se ha realizado un estudio de sensibilidad para cada una de las regiones. El análisis de sensibilidad se ha realizado respecto a los parámetros:

- Tipo de interés
- Precio del certificado verde
- Factor contemporaneidad

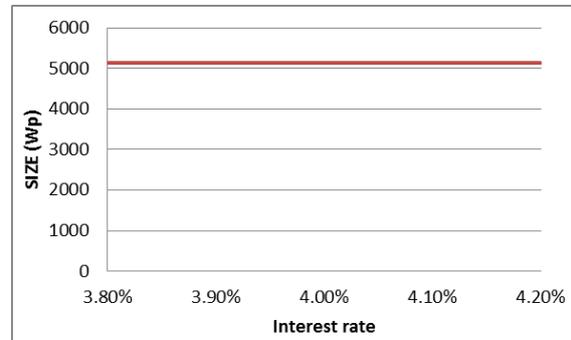
A la vista de los resultados obtenidos en el apartado anterior, se puede decir que Valonia y Flandes presentan un comportamiento parecido, por tanto los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad se comentan juntos.

1. Sensibilidad respecto al tipo de interés

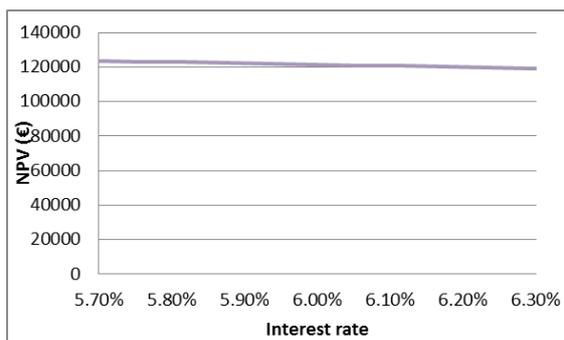
En el escenario residencial el tipo de interés es del 4% y en el escenario comercial del 6%. La variación de la solución respecto a este parámetro está representada en las siguientes gráficas:



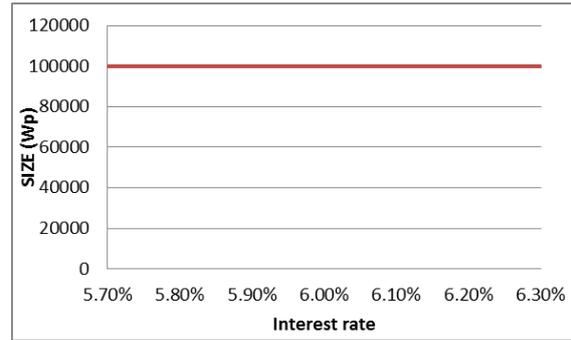
Gráfica 90: Bruselas Residencial NPV vs. IR



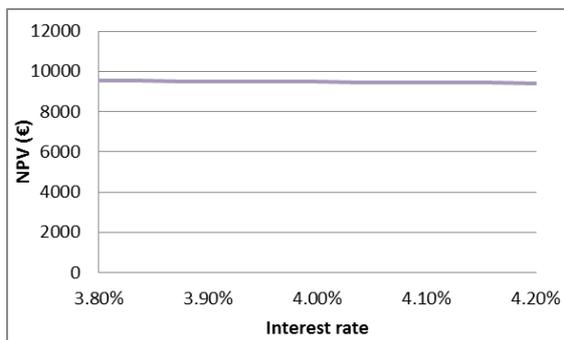
Gráfica 91: Bruselas Residencial SIZE vs. IR



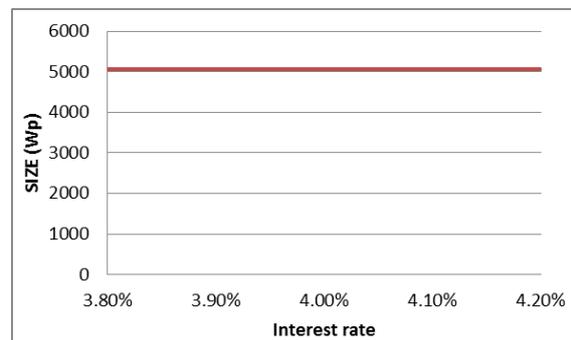
Gráfica 92: Bruselas Comercial NPV vs. IR



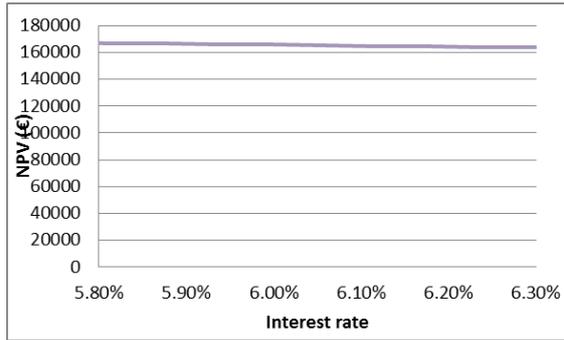
Gráfica 93: Bruselas Comercial SIZE vs. IR



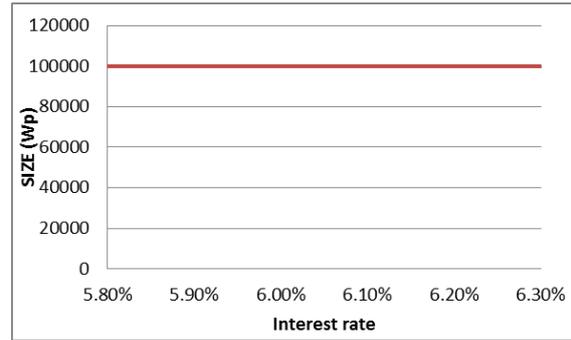
Gráfica 94: Valonia Residencial NPV vs. IR



Gráfica 95: Valonia Residencial SIZE vs. IR

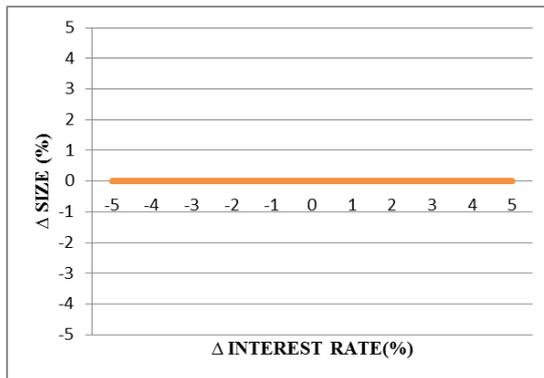


Gráfica 96: Valonia Comercial NPV vs. IR

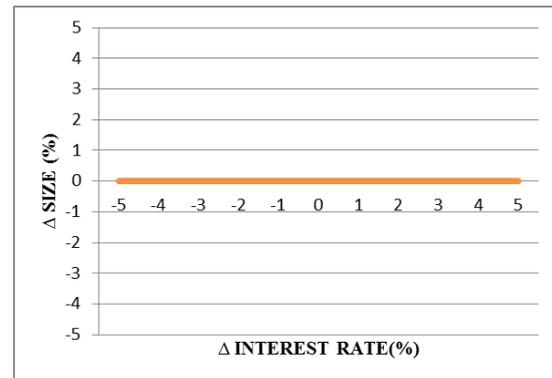


Gráfica 97: Valonia Comercial SIZE vs. IR

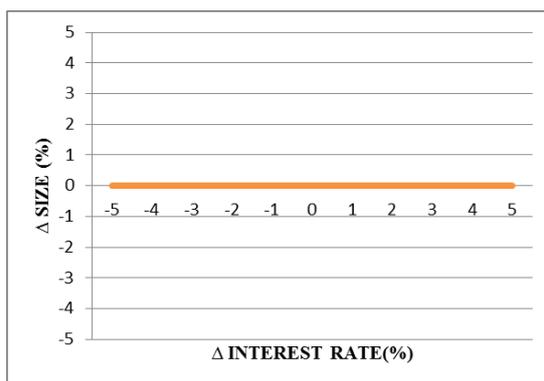
A la vista de los resultados, se puede decir que el tamaño óptimo no es sensible a cambios menores del 5% del parámetro estudiado, tanto si la instalación está situada en Valonia como en Bruselas.



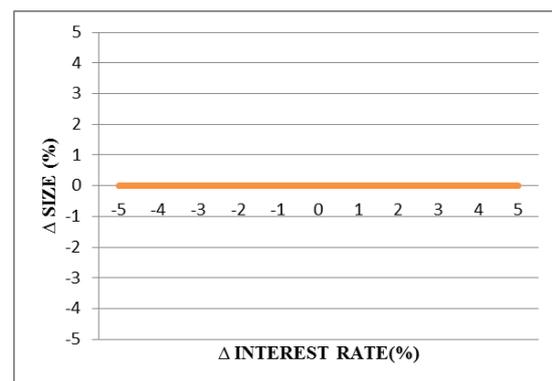
Gráfica 98: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Bruselas residencial



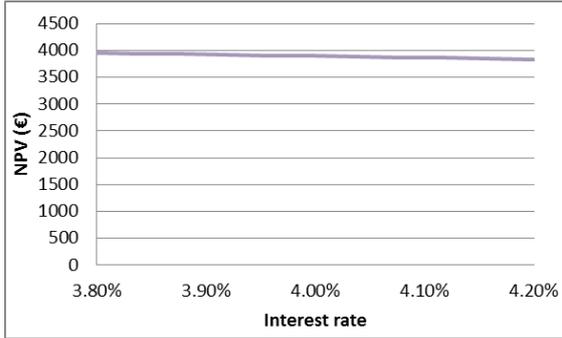
Gráfica 99: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Bruselas comercial



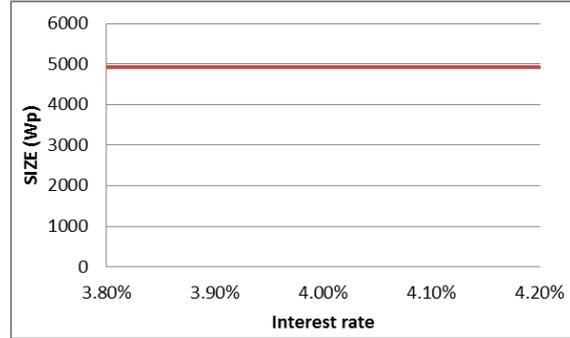
Gráfica 100: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Valonia residencial



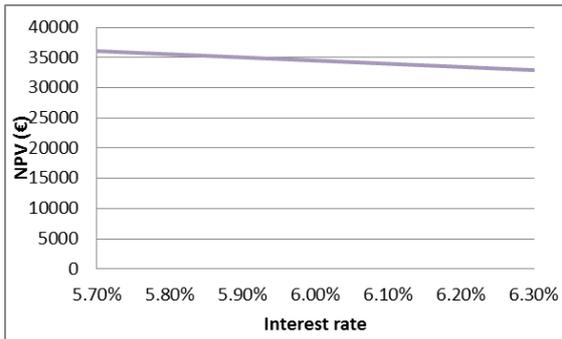
Gráfica 101: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Valonia comercial



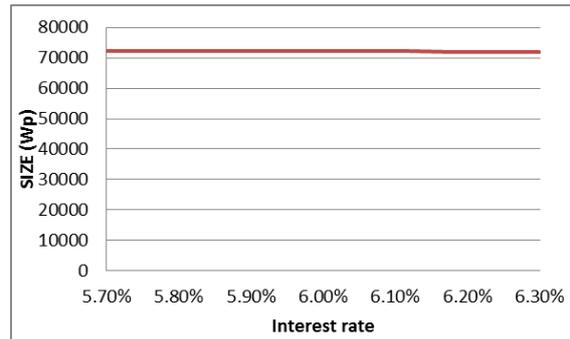
Gráfica 102: Flandes Residencial NPV vs. IR



Gráfica 103: Flandes Residencial SIZE vs. IR

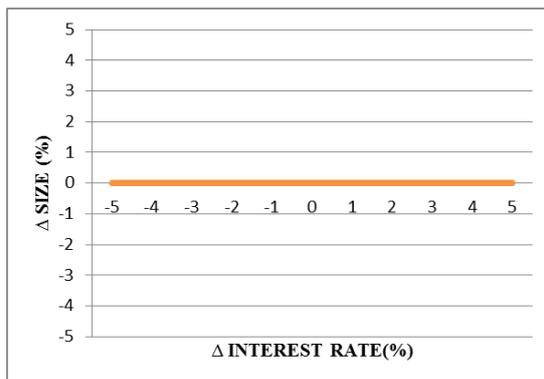


Gráfica 104: Flandes Comercial NPV vs. IR

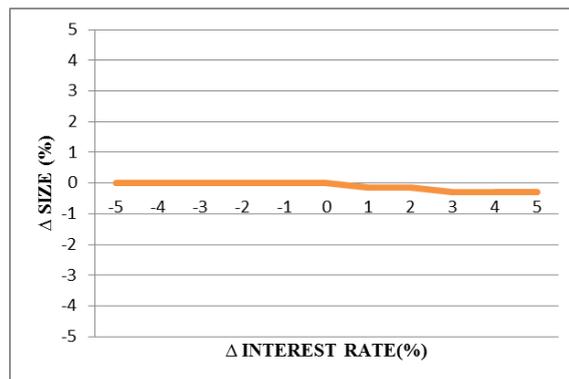


Gráfica 105: Flandes Comercial SIZE vs. IR

El tamaño óptimo de la instalación respecto al tipo de interés ha variado para el escenario comercial para la región de Flandes.



Gráfica 106: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Flandes residencial

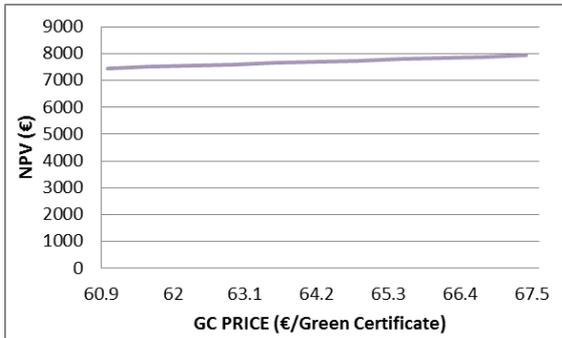


Gráfica 107: Δ SIZE vs. Δ Interest Rate para Flandes comercial

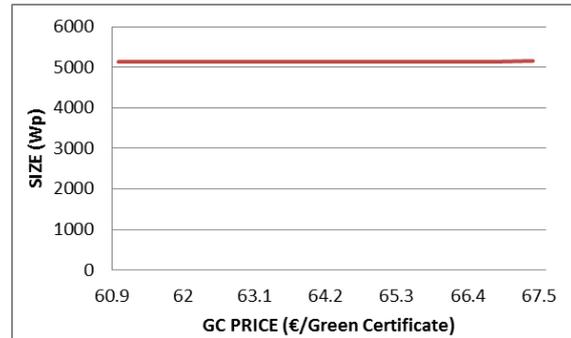
La gráfica muestra una forma escalonada, el tamaño óptimo disminuye un 0.2% para aumentos del 1% y del 2% el valor del tipo de interés. Para aumentos del 3 al 5% la disminución del óptimo es del 0.3%.

2. Sensibilidad respecto al precio del certificado (GC Price):

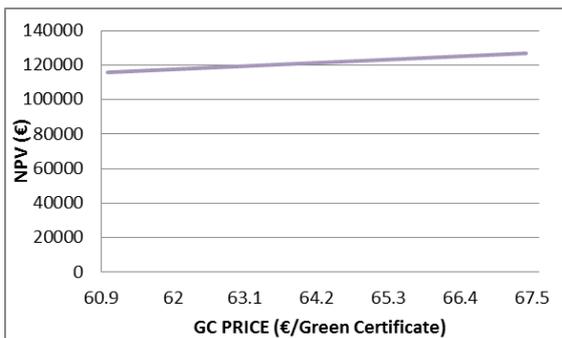
En Bruselas y Valonia el precio del certificado es de 64.2 €, mientras que en Flandes es de 23 €. Las gráficas mostradas en azul y rojo están centradas en ese valor.



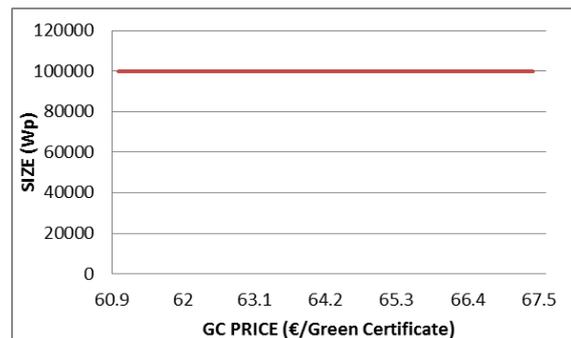
Gráfica 108: Bruselas Residencial NPV vs. GC Price



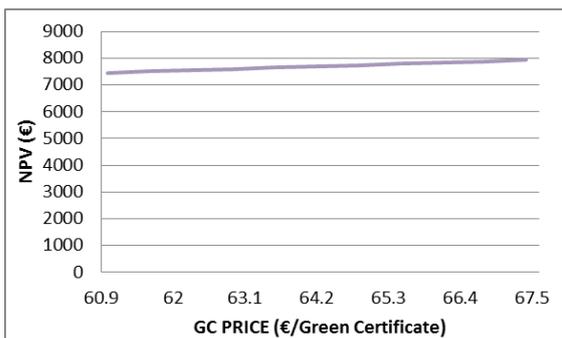
Gráfica 109: Bruselas Residencial SIZE vs. GC Price



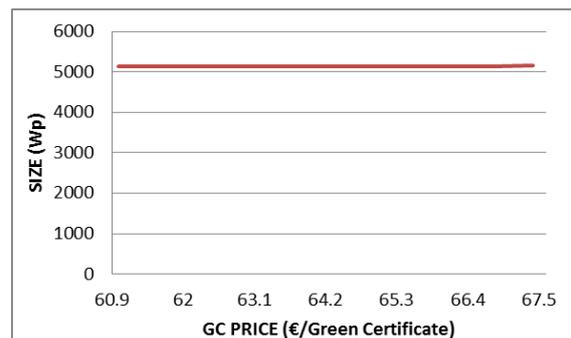
Gráfica 110: Bruselas Comercial NPV vs. GC Price



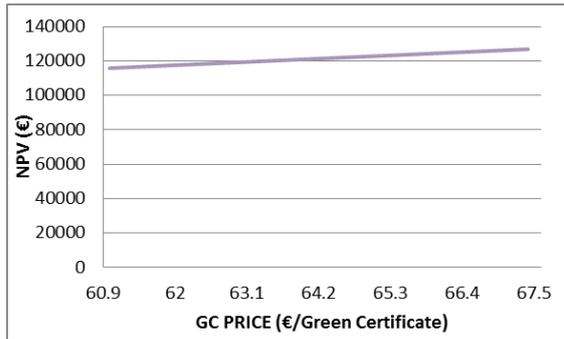
Gráfica 111: Bruselas Comercial SIZE vs. GC Price



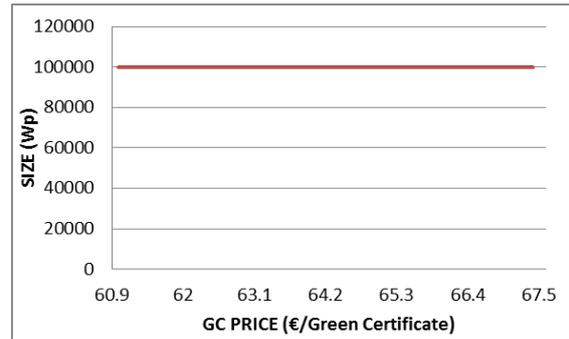
Gráfica 112: Bruselas Residencial NPV vs. GC Price



Gráfica 113: Bruselas Residencial SIZE vs. GC Price

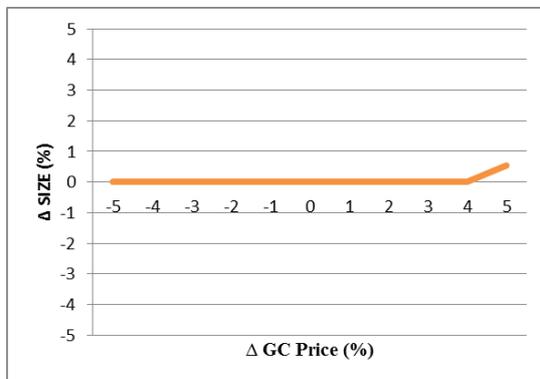


Gráfica 114: Bruselas Comercial NPV vs. GC Price



Gráfica 115: Bruselas Comercial SIZE vs. GC Price

A continuación se muestra la variación porcentual:



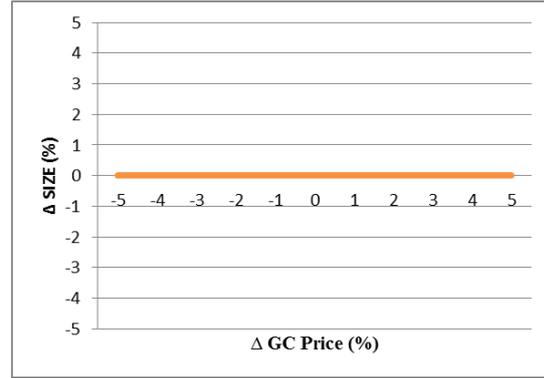
Gráfica 116: Δ SIZE vs. Δ GC Price para Bruselas residencial



Gráfica 117: Δ SIZE vs. Δ GC Price para Bruselas Comercial



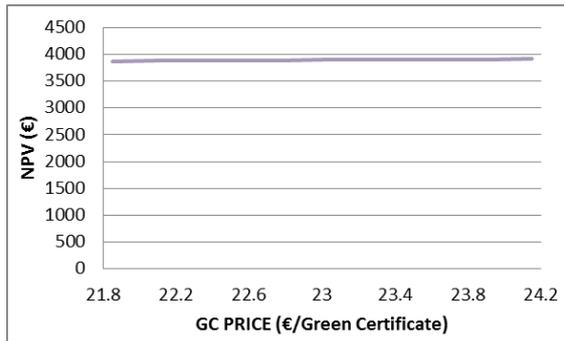
Gráfica 118: Δ SIZE vs. Δ GC Price para Valonia residencial



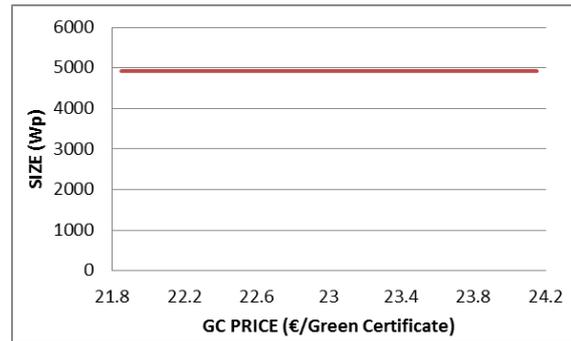
Gráfica 119: Δ SIZE vs. Δ GC Price para Valonia Comercial

La gráfica muestra que para una bajada del precio del certificado verde del 5% el tamaño óptimo un varía en un -0.45 %, está relación no es muy significativa, ya que la solución seguiría tomando un valor de 5 kWp que asegure una producción de 4500 kWh al año, es decir del consumo considerado.

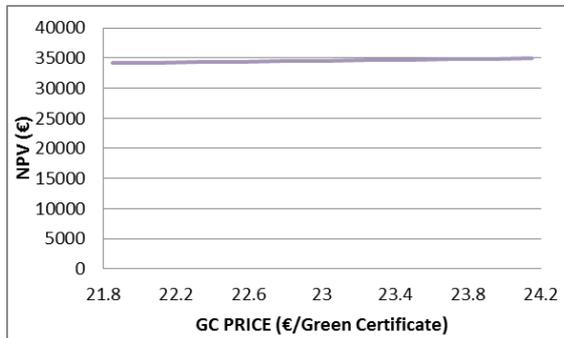
A continuación se muestra los datos obtenidos para Flandes:



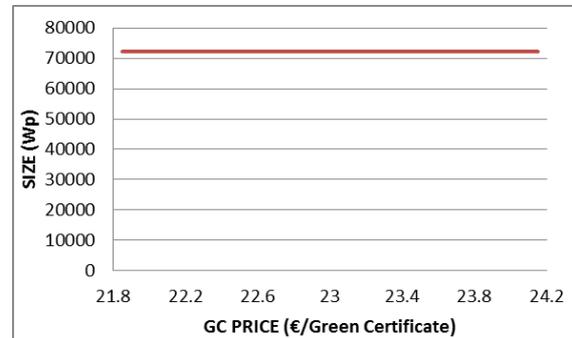
Gráfica 120: Flandes Residencial NPV vs. GC Price



Gráfica 121: Flandes Residencial SIZE vs. GC Price



Gráfica 122: Flandes Comercial NPV vs. GC Price

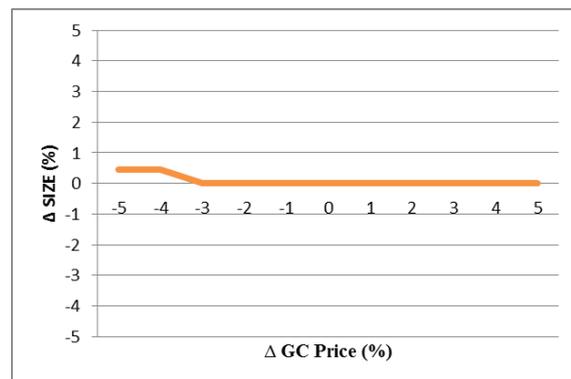


Gráfica 123: Flandes Comercial SIZE vs. GC Price

En Flandes el óptimo ha variado en el escenario comercial, se aprecia sensibilidad a una bajada en el tipo de interés:

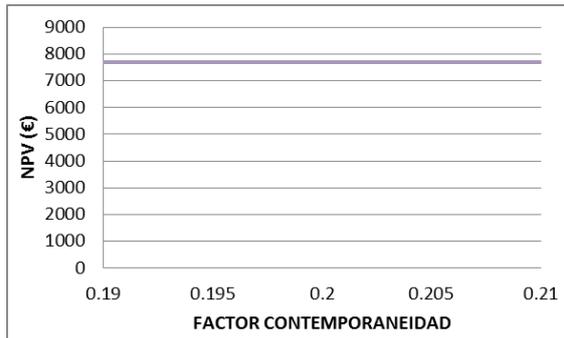


Gráfica 124: Δ SIZE vs. Δ GC Price para Flandes residencial

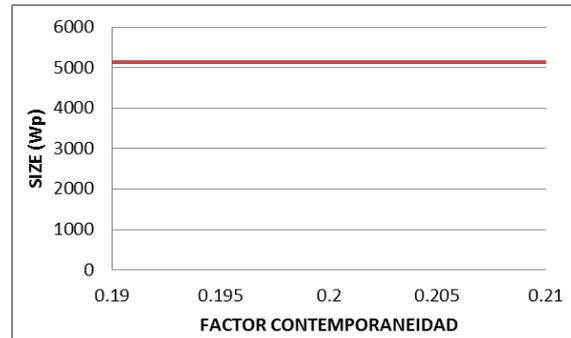


Gráfica 125: Δ SIZE vs. Δ GC Price para Flandes comercial

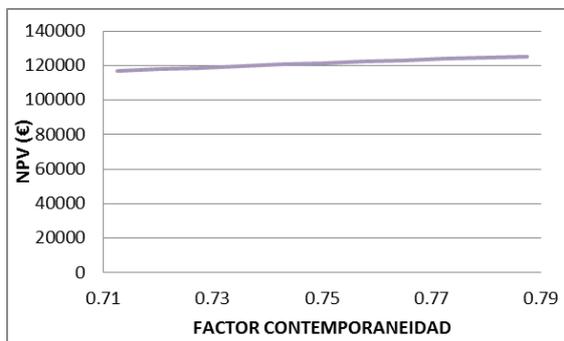
3. Sensibilidad respecto al factor auto consumo o contemporaneidad



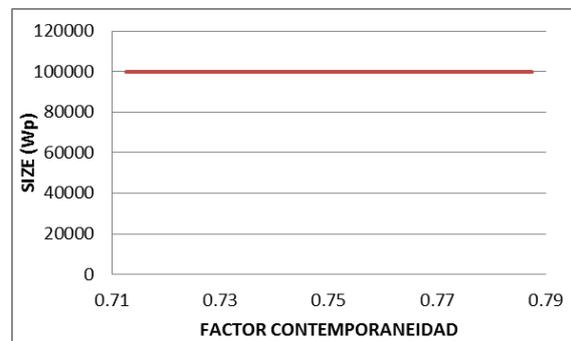
Gráfica 126: Bruselas Residencial NPV vs. FC



Gráfica 127: Bruselas Residencial SIZE vs. FC



Gráfica 128: Bruselas Comercial NPV vs. FC



Gráfica 129: Bruselas Comercial SIZE vs. FC

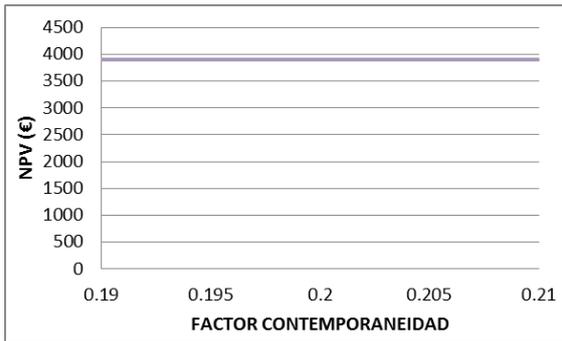


Gráfica 130: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad
para Bruselas residencial

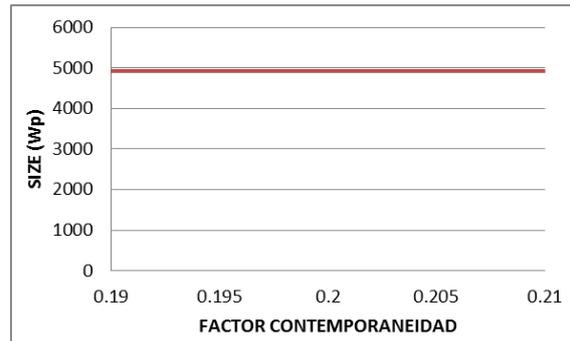


Gráfica 131: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad
para Bruselas comercial

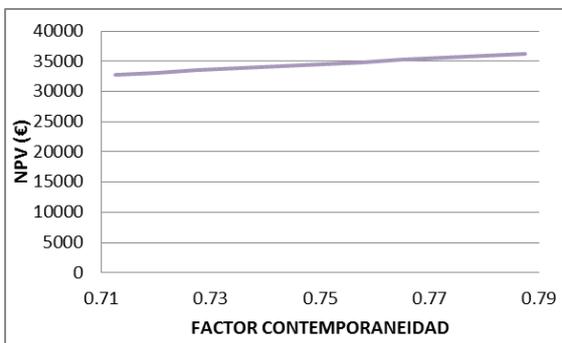
En toda la región de Bruselas el tamaño óptimo no es sensible a cambios menores del 5% en el factor de auto consumo.



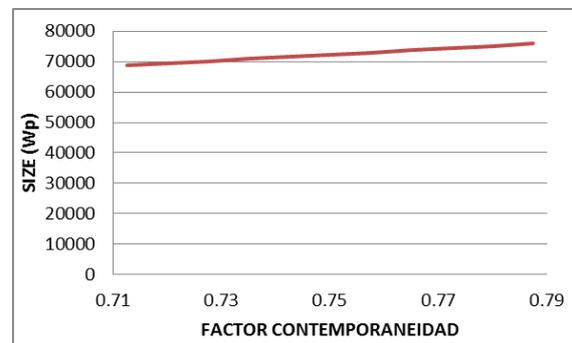
Gráfica 132: Flandes Residencial NPV vs. FC



Gráfica 133: Flandes Residencial SIZE vs. FC



Gráfica 134: Flandes Comercial NPV vs. FC

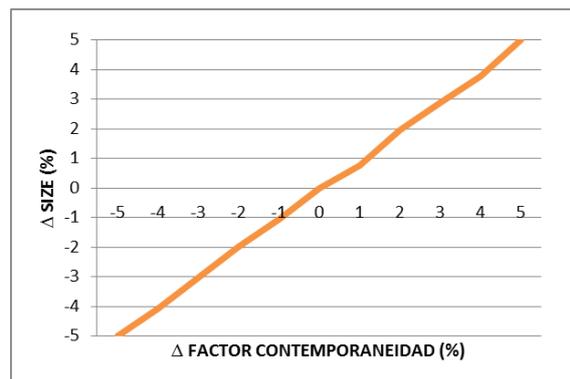


Gráfica 135: Flandes Comercial SIZE vs. FC

En Flandes se aprecia variaciones del óptimo respecto al factor contemporaneidad. Para conocer en detalle la relación se muestra la siguiente gráfica:

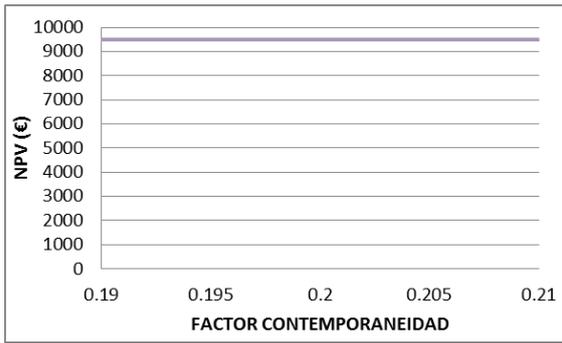


Gráfica 136: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Flandes residencial

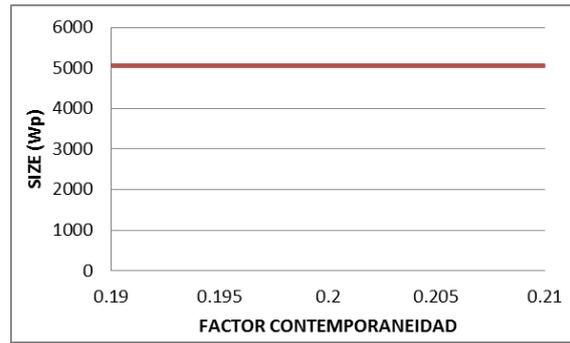


Gráfica 137: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Flandes comercial

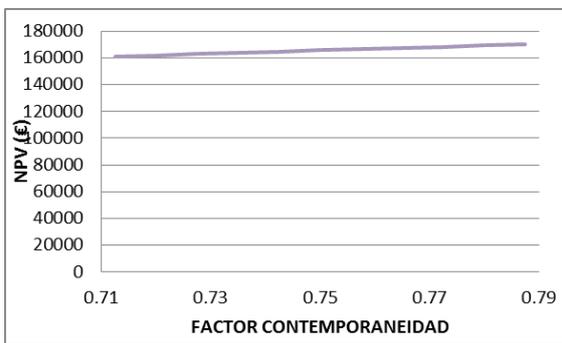
Hay una gran sensibilidad del óptimo a este parámetro, esto concuerda con el perfil mostrado en la gráfica 88, en la que toda o casi toda la energía producida por el sistema se autoconsume.



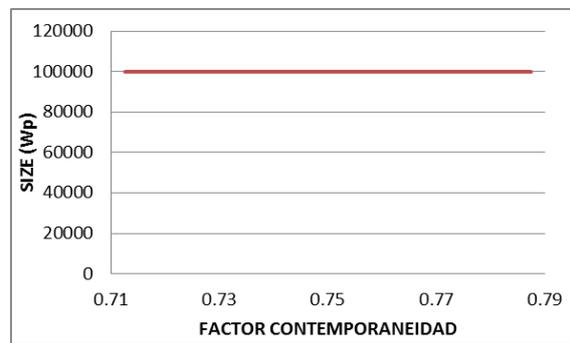
Gráfica 138: Valonia Residencial NPV vs. FC



Gráfica 139: Valonia Residencial SIZE vs. FC



Gráfica 140: Valonia Comercial NPV vs. FC



Gráfica 141: Valonia Comercial SIZE vs. FC

Observamos que la solución no varía en ninguno de los escenarios respecto al factor contemporaneidad.



Gráfica 142: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Valonia residencial



Gráfica 143: Δ SIZE vs. Δ Factor Contemporaneidad para Valonia comercial

Conclusiones

Tras los resultados obtenidos podemos decir que en Bélgica lo más rentable para un residencial es instalar un tamaño de potencia que equilibre la producción anual al consumo. Gracias al balance neto, toda la energía producida se auto consumirá, permitiendo “ajustar” la curva de producción a la de consumo.

En un escenario comercial, al no existir balance neto, el tamaño óptimo es más dependiente de los incentivos asociados a la producción. Como cada uno de ellos depende de la región en la que se instale el sistema fotovoltaico, la naturaleza del óptimo puede variar. Los resultados muestran que la opción más rentable para una instalación situada en la región de Flandes es instalar para el auto consumo, y si ésta se sitúa en Valonia o Bruselas lo más rentable es instalar un valor cercano al máximo del escenario 100 kWp.

5. Conclusiones y trabajos futuros

CONCLUSIONES PERSONALES

Cuando mi tutor me ofreció la posibilidad de llevar a cabo este proyecto no dudé en poner todo mi entusiasmo en realizarlo. Mi principal interés fue el hecho de crear una herramienta que sirviese de ayuda a usuarios en la toma de decisiones para solucionar un problema real. Al tratarse de un problema de dimensionado de sistemas fotovoltaicos no solamente perseguía fines económicos sino que dotaba a mi proyecto de un carácter social y con una gran proyección de futuro: las energías renovables.

Desde un primer momento mi tutor me facilitó información de la energía fotovoltaica a nivel tecnológico y junto con apuntes de asignaturas de la carrera, pude tener un primer acercamiento al problema del dimensionado y del análisis de inversiones asociado. El siguiente paso fue proponer un modelo matemático, basado en la programación lineal y conocer la herramienta informática adecuada: el programa AIMMS, una herramienta novedosa que nunca había utilizado y que en el futuro me serviría para implementar el modelo matemático y crear una interfaz intuitiva para el usuario.

Lo que en un principio pareció no muy complicado, ya que había utilizado la Programación Lineal en varias asignaturas de la especialidad, se convirtió en un verdadero reto debido a que el problema que trataba de modelar se alejaba con creces de los modelos que ya había estudiado. Modelar un problema de rentabilidad económica eligiendo una función objetivo con estructura lineal, un problema en el que existía dependencia de los parámetros respecto de la variable de decisión fue uno de los primeros retos. Otro reto fue comprender el mercado fotovoltaico, con cada una de sus regulaciones económicas y sistemas de incentivos, un mercado que hasta entonces me era totalmente desconocido. Con esfuerzo, paciencia y gracias a los recursos proporcionados por el tutor y las fuentes de información disponibles pude alcanzar con éxito los objetivos propuestos, además de conseguir una herramienta con tiempos bajos de cálculo del óptimo.

Con la realización de este proyecto no solo he aprendido nuevos conceptos, también he conseguido utilizar de forma adecuada los conocimientos y aptitudes adquiridos a lo largo de la carrera, los recursos de información disponibles y a afrontar problemas que surgieron durante el mismo con éxito y sin perder la motivación.

Por último, quiero resaltar que tras finalizar este Proyecto de Fin de Carrera, no solo cierro una etapa que inicié hace más de cinco años, también he descubierto un nuevo interés que desconocía hasta ahora: el mercado fotovoltaico.

TRABAJOS FUTUROS

A la vista de los resultados obtenidos se proponen varias líneas de trabajo futuras, que partirán de la herramienta creada en este proyecto.

En primer lugar, aplicar el modelo a diferentes perfiles de consumo de usuarios concretos, en lugar de un usuario estándar.

En segundo lugar, expandir el modelo de optimización a nivel horario, es decir, crear una herramienta de dimensionado como la actual en la que el perfil de consumo del usuario fuese mensual y horario, para evitar la utilización del factor autoconsumo y tener mayor exactitud.

Otro trabajo de interés es aplicar este tipo de herramienta a otros países como puede ser el mercado fotovoltaico español, cuya legislación actualmente se encuentra en discusión.

Por último, en Alemania los recortes de las tarifas Feed-In-Tariff, el aumento de los precios de la electricidad y la disponibilidad de sistemas de acumulación (baterías) hace muy interesante el autoconsumo, frente a la inyección de excedentes energéticos en la red. Se inicia por tanto una etapa denominada “el boom de las baterías” en la que los productores de energía fotovoltaica podrán acumular la energía excedente en baterías y disponer de ella cuando sea necesario. En este nuevo tipo de modelo aparece una diferencia en el balance energético, por lo que sería de gran utilidad adaptar la herramienta creada en este proyecto a este tipo de instalaciones.

6. Bibliografía

6.1 Documentos y apuntes consultados

Apuntes de la asignatura “Optimización y simulación numérica”, 4º curso de Ingeniería Industrial Superior, Universidad Carlos III de Madrid, 2010

Apuntes de la asignatura “Ingeniería energética”, 5º curso de Ingeniería Industrial Superior, Universidad Carlos III de Madrid, 2012

Serra de La Figuera, Daniel. “Métodos Cuantitativos para la Toma de Decisiones”, Ed. Ediciones Gestión 2000, 2004

Córdoba Bueno, Miguel, “Metodología para la toma de decisiones”, Ed. Delta Publicaciones Universitarias S.L., 1ª ed, 2004

Bishop, Johannes, “AIMMS: The Language Reference”, Ed. Paragon Decision Technology S.V., 2007

Bishop, Johannes, “AIMMS: Optimization Modeling”, Ed. Paragon Decision Technology S.V., 2007

SunPower Corporation, “Fundamentals of Photovoltaics Systems. Manual Training.”, SunPower Corporation, 2010

SunPower Corporation, “EU PV installer monitor 2012/2013”, SunPower Corporation, 2013

Stefano G. Alberici, Nicola Altieri, Faenza Office, “How the “Scambio sul Posto” (Site exchange) works: just don’t call it “net-metering””, SunPower Corporation, 2012

Torres, Luis, “El camino hacia el auto-consumo en Europa”, SunPower Corporation, 2011

Collado Fernández, Eduardo, “El concepto de paridad de red en FV”, ASIF, 2010

European Photovoltaic Industry Association (EPIA), “Global market Outlook for photovoltaics until 2016”, EPIA, 2012

European Photovoltaic Industry Association (EPIA), “Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017”, EPIA, Febrero 2013

Ruiz Asunción, Victor, “El mercado de la energía solar en Francia”, ICEX, Agosto 2011

ASIF, “Informe estratégico para el sector fotovoltaico en España: acercándonos a la paridad de la red”, Noviembre 2008.

Sunpower Corporation, *“El camino hacia el autoconsumo en Europa: ejemplos en otros países”*, JORNADAS GENERA 2013

Gas Natural Fenosa, *“Jornada Autoconsumo y Balance neto: un modelo eficiente y competitivo”*, JORNADAS GENERA 2013

6.2 Recursos web

<http://www.asif.com>, *“Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF)”*

<http://www.unef.com>, *“Unión Española Fotovoltaica (UNEF)”*

<http://ec.europa.eu/energy/intelligent>, *“Intelligent Energy Europe”*

<http://www.gse.it>, *“Gestore Servizi Energetici (GSE)”*

<http://www.eeg-aktuell.de>, *“Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)”*

<http://www.idae.com>, *“Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE)”*

<http://www.epia.com>, *“European Photovoltaic Industry Association (EPIA)”*

www.aimms.com

http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/global-market-for-residential-pv-storage-expected-to-boom_100012235/#ixzz2eIHnRDM9

<http://ec.europa.eu/energy/intelligent>, *“Intelligent Energy Europe”*

<http://www.cre.fr> *“Commission de Régulation de L’Énergie (CRE)”*

<http://www.cne.es>, *“Comisión de Nacional de Energía (CNE)”*

<http://www.belpex.be/gce/about-the-green-certificates-exchange/>

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/PressSection/PressReleases/2013/130430FeedInTariffPhotovoltaicSystems.pdf?__blob=publicationFile&v=3

http://www.germanenergyblog.de/?page_id=14068

<http://www.parity.eu>

<http://www.solarweb.net>

<http://www.suelosolar.es>

<http://www.al-invest4.eu/minisite/renovables/francia/francia3.1.html>



<http://www.belpex.be/gce/about-the-green-certificates-exchange/>

<http://www.fotovoltaiica.eu/>

<http://www.pvparity.eu>

<http://www.parity.eu>

<http://www.fitariffs.co.uk>

<http://www.sunpowercorp.com>

<http://www.sunedison.com>

<http://www.photon.com>

ANEXO I: Histórico de tarifas eléctricas en Europa

Important legal notice
v2.10.4.3-20130729-5035-PROD_EUROBASE

Explanatory texts (metadata) Information Download Preview Bookmark Demo Help Login

Electricity prices for domestic consumers, from 2007 onwards - bi-annual data
Last update: 04-10-2013

	200751	200752	200851	200852	200951	200952	201051	201052	201151	201152	201251	201252	201351
France		0.1222	0.1213	0.1206	0.1203	0.1206	0.1207	0.1283	0.1350	0.1422	0.1392	0.1450	0.1471(p)
United Kingdom		0.1481	0.1458	0.1468	0.1463	0.1466	0.1407	0.1386	0.1449	0.1433	0.1682	0.1785	0.1741
Italy			0.2031	0.2227	0.2098	0.1907	0.1965	0.1965	0.1920	0.2065	0.2132	0.2207	0.2202(p)
Germany (until 1990 f)	0.2025	0.2105	0.2148	0.2195	0.2282	0.2284	0.2375	0.2438	0.2438	0.2531	0.2595	0.2676	0.2019
Belgium		0.1683	0.1972	0.2152	0.1915	0.1915	0.1959	0.1974	0.1974	0.2110	0.2327	0.2223	
European Union (27 co		0.1564	0.1586	0.1668	0.1644	0.1644	0.1638	0.1676	0.1720	0.1845	0.1893	0.1866	
Euro area (EA11-2009)		0.1525	0.1647	0.1722	0.1733	0.1733	0.1765	0.1818	0.1864	0.1942	0.1989	0.2061	
Bulgaria		0.0721	0.0711	0.0823	0.0823	0.0819	0.0813	0.0830	0.0836	0.0874	0.0846	0.0852	0.0934
Czech Republic		0.1063	0.1274	0.1289	0.1289	0.1283	0.1345	0.1345	0.1392	0.1466	0.1497	0.1501	0.1535
Denmark		0.2401	0.2655	0.2785	0.2898	0.2853	0.2870	0.2706	0.2706	0.2975	0.2997	0.2972	0.3069
Estonia		0.0786	0.0814	0.0850	0.0822	0.0920	0.0970	0.1004	0.1004	0.1042	0.1096	0.1123	0.1151
Ireland		0.1918	0.1769	0.2033	0.2030	0.1855	0.1804	0.1875	0.1901	0.2086	0.2155	0.2289	0.2295
Greece		0.0984	0.1047	0.1099	0.1154	0.1154	0.1211	0.1211	0.1250	0.1258	0.1391	0.1418	
Spain		0.1400	0.1366	0.1557	0.1577	0.1684	0.1728	0.1851	0.1981	0.2088	0.2190	0.2275	
Cyprus	0.0924	0.0984	0.0990	0.1184	0.1151	0.1151	0.1164	0.1151	0.1137	0.1146	0.1208	0.1384	0.1372
Lithuania		0.1573	0.1780	0.1780	0.1558	0.1642	0.1688	0.1688	0.1688	0.2413	0.2781	0.2959	0.2660
Latvia		0.0729	0.0842	0.1003	0.1052	0.1054	0.1069	0.1069	0.1168	0.1342	0.1389	0.1369	0.1378
Luxembourg		0.1694	0.1645	0.1609	0.0951	0.1156	0.1156	0.1156	0.1216	0.1214	0.1260	0.1268	0.1370
Hungary		0.1296	0.1548	0.1553	0.1483	0.1882	0.1726	0.1747	0.1678	0.1662	0.1696	0.1706	0.1646
Malta		0.0918	0.0993	0.1536	0.1708	0.1483	0.1701	0.1701	0.1574	0.1682	0.1549	0.1618	0.1397
Netherlands	0.1759	0.1741	0.1769	0.1798	0.1798	0.1708	0.1700	0.1700	0.1700	0.1700	0.1700	0.1700	0.1955(p)
Austria		0.1740	0.1779	0.1772	0.1909	0.1887	0.1714	0.1714	0.1762	0.1838	0.1858	0.1895	0.1700
Poland		0.1380	0.1259	0.1295	0.1131	0.1009	0.1099	0.1099	0.1099	0.1965	0.1975	0.2024	0.2082
Portugal		0.1562	0.1462	0.1525	0.1508	0.1508	0.1341	0.1341	0.1382	0.1471	0.1418	0.1529	0.1480
Romania		0.1141	0.1061	0.1103	0.0976	0.1031	0.1031	0.1031	0.1052	0.1081	0.1093	0.2063	0.2081
Slovenia		0.1116	0.1147	0.1156	0.1346	0.1346	0.1401	0.1401	0.1441	0.1492	0.1542	0.1075	0.1332(p)
Slovakia		0.1370	0.1421	0.1526	0.1540	0.1540	0.1520	0.1520	0.1637	0.1710	0.1716	0.1722	0.1608
Finland		0.1149	0.1223	0.1273	0.1296	0.1296	0.1289	0.1325	0.1370	0.1540	0.1573	0.1559	0.1578
Sweden	0.1558	0.1613	0.1698	0.1746	0.1602	0.1646	0.1839	0.1646	0.1958	0.2044	0.2027	0.2083	0.2101
Iceland											0.1110	0.1164	0.1053
Norway		0.1498	0.1639	0.1700	0.1565	0.1565	0.2027	0.1881	0.1907	0.1870	0.1775	0.1775	0.1909
Montenegro											0.0911	0.1006	0.1021
Former Yugoslav Repu											0.0970	0.0852	0.1021
Turkey		0.0901	0.0998	0.1222	0.1144	0.1144	0.1342	0.1342	0.1374	0.1118	0.1145	0.1470	0.0810

Special cells : not available

Source of data: Eurostat

Available legs:
 b broken time series c confidential d definition differs, see metadata
 f forecasted g provisional h historical i not available
 m not significant n provisional p revised
 s Eurostat estimate u low reliability z not applicable

Tabla 95: Histórico de tarifas eléctricas en Europa desde 2007 (caso residencial)

Important legal notice
v2.10.4.3-201729-5035-PROD_EUROBASE

EUROSTAT

Explanatory texts (metadata) Information Download Preview Bookmark Demo Help Login

Electricity prices for industrial consumers, from 2007 onwards - bi-annual data
Last update: 04-10-2013

	2007S1	2007S2	2008S1	2008S2	2009S1	2009S2	2010S1	2010S2	2011S1	2011S2	2012S1	2012S2	2013S1
France		0.0686	0.0778	0.0736	0.0865	0.0774	0.0930	0.0835	0.1014	0.0948	0.1117	0.1117	0.0942
United Kingdom	0.1297	0.1267	0.1147	0.1279	0.1283	0.1164	0.1162	0.1164	0.1179	0.1253	0.1376	0.1443	0.1178(p)
Italy			0.1665	0.1704	0.1773	0.1581	0.1596	0.1663	0.1741	0.1908	0.1919	0.2329	0.1951(p)
Germany (until 1990 f)	0.1310	0.1353	0.1410	0.1428	0.1505	0.1515	0.1607	0.1668	0.1562	0.1662	0.1703	0.1727	0.1879
Belgium		0.1140	0.1193	0.1163	0.1344	0.1305	0.1274	0.1276	0.1328	0.1381	0.1302	0.1340	0.1340
European Union (27 ex)		0.1151	0.1197	0.1260	0.1300	0.1253	0.1273	0.1282	0.1361	0.1378	0.1421	0.1466	
Euro area (EA11-2009)		0.1157	0.1227	0.1265	0.1355	0.1290	0.1270	0.1282	0.1416	0.1440	0.1487	0.1535	
Bulgaria		0.0680	0.0875	0.0782	0.0777	0.0762	0.0782	0.0778	0.0802	0.0832	0.0832	0.0935	0.0976
Czech Republic		0.1138	0.1118	0.1235	0.1271	0.1335	0.1328	0.1287	0.1320	0.1300	0.1347	0.1234	0.1237
Denmark		0.2074	0.2113	0.2240	0.2067	0.2069	0.2270	0.2293	0.2423	0.2337	0.2351	0.2421	0.2499
Estonia		0.0626	0.0689	0.0711	0.0759	0.0774	0.0833	0.0873	0.0962	0.0992	0.0941	0.0981	0.1169
Finland		0.1388	0.1489	0.1604	0.1384	0.1327	0.1283	0.1281	0.1281	0.1460	0.1488	0.1575	0.1534
Greece		0.0863	0.0941	0.1006	0.1027	0.1020	0.1036	0.1139	0.1162	0.1256	0.1337	0.1381	
Spain		0.1106	0.1108	0.1238	0.1328	0.1299	0.1354	0.1290	0.1362	0.1364	0.1433	0.1447	
Cyprus	0.0815	0.0902	0.0922	0.1142	0.1057	0.1110	0.1155	0.1112	0.1115	0.1094	0.1120	0.1175	0.1186
Latvia		0.0702	0.0799	0.0940	0.1085	0.1082	0.1076	0.1096	0.1201	0.1344	0.1346	0.1344	0.1362
Lithuania		0.0878	0.0978	0.0990	0.1099	0.0954	0.1005	0.1265	0.1269	0.1256	0.1378	0.1384	0.1489
Luxembourg	0.1095	0.1035	0.1035	0.1038	0.1227	0.1228	0.1278	0.1086	0.1063	0.1060	0.1113	0.1074	0.1169
Hungary		0.1281	0.1281	0.1461	0.1487	0.1487	0.1320	0.1312	0.1271	0.1317	0.1190	0.1255	0.1210
Netherlands	0.1222	0.1209	0.1252	0.1234	0.1351	0.1312	0.1310	0.1161	0.1163	0.1114	0.1151	0.1159	0.1189
Austria		0.1128	0.1276	0.1286	0.1421	0.1394	0.1382	0.1353	0.1351	0.1322(p)	0.1322(p)	0.1339(p)	0.1355(p)
Poland		0.1104	0.1075	0.1110	0.1100	0.1139	0.1194	0.1204	0.1247	0.1158	0.1127	0.1176	0.1145
Portugal		0.0832	0.0939	0.0946	0.0984	0.0989	0.0982	0.1094	0.1048	0.1146	0.1403	0.1409	0.1416
Romania		0.1084	0.1057	0.1134	0.0970	0.0990	0.1018	0.1008	0.1024	0.1055	0.1058	0.1091	0.1337(p)
Slovenia		0.1092	0.1118	0.1182	0.1235	0.1155	0.1192	0.1206	0.1206	0.1157	0.1138	0.1129	0.1160
Slovakia		0.1248	0.1424	0.1533	0.1693	0.1670	0.1397	0.1426	0.1531	0.1513	0.1579	0.1525	0.1543
Finland	0.0794	0.0715	0.0781	0.0822	0.0841	0.0841	0.0846	0.0841	0.0930	0.0923	0.0928	0.0915	0.0929
Sweden	0.0776	0.0819	0.0866	0.0965	0.0832	0.0861	0.1005	0.1050	0.1116	0.1036	0.1012	0.0970	0.1006
Norway		0.0945	0.0980	0.1089	0.0987	0.0994	0.1188	0.1173	0.1381	0.1136	0.1154	0.1074	0.1208
Montenegro										0.0610	0.0647	0.0709	0.0733
Former Yugoslav Reps													(c)
Turkey		0.0779	0.0812	0.1001	0.0920	0.0932	0.1054	0.1080	0.0927	0.0891	0.1018	0.1127	0.0939
Bosnia and Herzegovina							0.0728	0.0720	0.0717	0.0754	0.0757	0.0766	

Available flags:
 a break in time series
 c confidential
 d definition differs, see metadata
 e estimated
 f forecast
 i see metadata
 n not significant
 p provisional
 r revised
 s Eurostat estimate
 u low reliability
 z not applicable

Source of data: Eurostat

Tabla 96: Histórico de tarifas eléctricas en Europa desde 2007 (caso comercial)

ANEXO II: Tabla resumen de los valores de horas solares mensuales

Los valores utilizados de horas solares para el cálculo de la energía producida por el sistema en cada una de las ciudades de estudio son los siguientes:

Mes	Francia			Bélgica		
	Marsella	Lyon	Burdeos	Bruselas	Flandes	Valonia
Enero	78,19	42,91	57,81	26,12	29,31	26,29
Febrero	103,63	55,69	65,40	43,56	46,18	45,44
Marzo	148,53	93,89	105,49	70,32	73,27	72,50
Abril	140,73	117,29	117,46	96,96	101,64	98,71
Mayo	164,49	128,70	132,68	118,20	120,82	119,61
Junio	168,86	133,03	136,75	114,83	118,60	116,84
Julio	173,15	147,60	144,77	115,25	120,01	116,66
Agosto	161,53	133,37	136,93	110,68	114,71	112,43
Septiembre	136,91	112,02	116,04	82,93	86,64	85,07
Octubre	104,87	75,54	88,60	61,05	61,82	62,20
Noviembre	80,25	45,96	58,15	33,17	32,73	34,41
Diciembre	70,56	36,05	48,20	19,11	19,65	21,03

Tabla 97: Horas solares mensuales en Francia y Bélgica (kWh/kWp)

Mes	Reino Unido		Italia		Alemania	
	Londres	Portsmouth	Milán	Roma	Hamburgo	Múnich
Enero	26,36	39,63	43,81	79,71	25,26	47,85
Febrero	39,26	58,78	60,83	88,42	39,25	63,86
Marzo	72,37	81,91	99,50	127,63	71,33	96,26
Abril	95,15	121,28	122,74	140,50	102,91	112,87
Mayo	114,46	137,06	130,54	156,28	126,33	131,57
Junio	115,95	128,46	135,77	154,95	125,56	129,82
Julio	114,80	132,78	146,02	166,41	119,20	136,28
Agosto	105,53	123,85	136,80	158,47	113,36	125,49
Septiembre	82,07	93,02	108,89	135,65	81,49	104,69
Octubre	57,29	71,09	74,68	113,51	56,87	76,14
Noviembre	32,38	47,37	44,88	82,33	29,99	43,83
Diciembre	22,39	33,73	37,00	72,46	17,28	34,50

Tabla 98: Horas solares mensuales en Reino Unido, Italia y Alemania (kWh/kWp)

FUENTE: "PVGIS Systems". Calculado con datos de irradiación procedentes de Meteonorm (Universidad de Ginebra).

ANEXO III: Incentivos

Tarifas Feed-In-Tariff actualizadas para Francia

Type d'installation		Tarifs en vigueur pour les installations dont la demande complète de raccordement a été envoyée :		
		entre le 1er février 2013 et le 31 mars 2013	entre le 1er avril 2013 et le 30 juin 2013	entre le 1er juillet 2013 et le 30 septembre 2013
Intégrée au bâti ¹	[0-9kW]	31,59 c€/kWh	30,77 c€/kWh	29,69 c€/kWh
Intégrée simplifiée au bâti ²	[0-36kW]	18,17 c€/kWh	16,81 c€/kWh	15,21 c€/kWh
	[36-100kW]	17,27 c€/kWh	15,97 c€/kWh	14,45 c€/kWh
Tout type d'installation	[0-12MW]	8,18 c€/kWh	7,96 c€/kWh	7,76 c€/kWh

¹ Une installation photovoltaïque sur toiture respecte les critères d'intégration au bâti (IAB) si elle remplit toutes les conditions suivantes :
 - Le système photovoltaïque est installé sur la toiture d'un bâtiment clos (sur toutes les faces latérales) et couvert, assurant la protection des personnes, des animaux, des biens ou des activités.
 L'installation photovoltaïque est installée dans le plan de la toiture au sens défini à l'annexe 5 de l'arrêté du 4 mars 2011
 - Le système photovoltaïque remplace des éléments du bâtiment qui assurent le clos et couvert, et assure la fonction d'étanchéité. Après installation, le démontage du module photovoltaïque ou du film photovoltaïque ne peut se faire sans nuire à la fonction d'étanchéité assurée par le système photovoltaïque ou rendre le bâtiment impropre à l'usage.
 - Pour les systèmes photovoltaïques composés de modules rigides, les modules constituent l'élément principal d'étanchéité du système
 - Pour les systèmes photovoltaïques composés de films souples, l'assemblage est effectué en usine ou sur site. L'assemblage sur site est effectué dans le cadre d'un contrat de travaux unique

² Une installation photovoltaïque sur toiture respecte les critères d'intégration simplifiée au bâti (ISB) si elle remplit toutes les conditions suivantes :
 - Le système photovoltaïque est installé sur la toiture d'un bâtiment assurant la protection des personnes, des animaux, des biens ou des activités. Il est parallèle au plan de ladite toiture.
 - Le système photovoltaïque remplace des éléments du bâtiment qui assurent le clos et couvert, et assure la fonction d'étanchéité.

NB : Les tarifs d'achat peuvent être assortis d'une majoration de 5% ou 10% en fonction de l'origine européenne des composants du système photovoltaïque

Tabla 99: Tarifas Feed-In Tariff actualizadas para Francia

FUENTE: <http://www.cre.fr/operateurs/producteurs/obligations-d-achat#section3>

Tarifas de exportación y generación actualizadas para Reino Unido

Historical export tariffs

Dates	Tariff p/kWh
1 Apr 10 - 31 Mar 11	3.00
1 Apr 11 - 31 Mar 12	3.10
1 Apr 12 -	3.20
PV systems: 1 Aug 12 - 31 Mar 13	4.50
Other systems: 1 Dec 13 - 31 Mar 13	4.50
1 Apr 13 - 31 Mar 14	4.64

Tabla 100: Tarifas de exportación para Reino Unido

FUENTE: <http://www.fitariffs.co.uk/FITs/principles/export/>

Default degression parameters

Technology	Frequency	Effective on	Default degression	from review
Solar PV	Quarterly	1st Feb, May, Aug, Dec From July 2013 [1]: 1st Jan, Apr, Jul, Nov	3.5%	Phase 2A
AD biogas Hydro Wind	Yearly	1st April	5%	Phase 2B
Micro-CHP Transfers from RO Export tariffs	None		0%	

[1] This caused some confusion and is further explained [here](#).

Tabla 101: Parámetro de regresión estándar

FUENTE: <http://www.fitariffs.co.uk/eligible/levels/degression/>

Table A: Listing of all Generation Tariff levels for the current period

Energy Source	Scale	Type / Rate	Tariff (p/kWh)
Anaerobic digestion	≤250kW		15.16
Anaerobic digestion	>250kW - 500kW		14.02
Anaerobic digestion	>500kW		9.24
Hydro	≤15 kW		21.65
Hydro	>15 - 100kW		20.21
Hydro	>100kW - 500kW		15.50
Hydro	>500kW - 2MW		12.48
Hydro	>2MW - 5MW		3.23
Micro-CHP	<2 kW	(limited)	12.89
Solar PV	≤4 kW	Higher rate	14.90
Solar PV	≤4 kW	Medium rate	13.41
Solar PV	>4 - 10kW	Higher rate	13.50
Solar PV	>4 - 10kW	Medium rate	12.15
Solar PV	>10 - 50kW	Higher rate	12.57
Solar PV	>10 - 50kW	Medium rate	11.31
Solar PV	>50 - 150kW	Higher rate	*11.10
Solar PV	>50 - 150kW	Medium rate	*9.99
Solar PV	>150 - 250kW	Higher rate	*10.62
Solar PV	>150 - 250kW	Medium rate	*9.56
Solar PV	≤250kW	Lower rate	*6.85
Solar PV	>250kW - 5MW		*6.85
Solar PV	≤5MW	Standalone	*6.85
Wind	≤100kW		21.65
Wind	>100 - 500kW		18.04
Wind	>500kW - 1.5MW		9.79
Wind	>1.5MW - 5MW		4.15
Any	existing systems transferred from RO		10.21

* Some PV tariffs may remain unchanged between 1st Jan and 31st March 2014, but at least those shown with an asterisk will reduce by 3.5% - see [here](#).

Tabla 102: Tarifas de generación para Reino Unido

FUENTE: <http://www.fitariffs.co.uk/eligible/levels/>

Tarifas Feed-In-Tariff mensuales actualizadas para Alemania

Solar Energy (§§ 32, 33 EEG)

	§ 32 (2) EEG (Roofs)			§ 32 (1) EEG	
	up to 10 kWp	up to 40 kWp	up to 1 MWp	up to 10 MWp	up to 10 MWp
Start of Operations					
from 01.01.2013	17.016084	16.143465	14.398225	11.780366	11.780366
Rounded	17.02	16.14	14.40	11.78	11.78
Degression					
			2.2%		
from 01.02.2013	16.641730	15.788308	14.081464	11.521198	11.521198
Rounded	16.64	15.79	14.08	11.52	11.52
Degression					
			2.2%		
from 01.03.2013	16.275612	15.440966	13.771672	11.267732	11.267732
Rounded	16.28	15.44	13.77	11.27	11.27
Degression					
			2.2%		
from 01.04.2013	15.917549	15.101264	13.468695	11.019841	11.019841
Rounded	15.92	15.10	13.47	11.02	11.02
Degression					
			1.80%		
from 01.05.2013	15.631033	14.829442	13.226259	10.821484	10.821484
Rounded	15.63	14.83	13.23	10.82	10.82
Degression					
			1.80%		
from 01.06.2013	15.349674	14.562512	12.988186	10.626698	10.626698
Rounded	15.35	14.56	12.99	10.63	10.63
Degression					
			1.80%		
from 01.07.2013	15.073380	14.300386	12.754399	10.435417	10.435417
Rounded	15.07	14.30	12.75	10.44	10.44
Degression					
			1.80%		
from 01.08.2013	14.802059	14.042979	12.524819	10.247580	10.247580
Rounded	14.80	14.04	12.52	10.25	10.25
Degression					
			1.80%		
from 01.09.2013	14.535622	13.790206	12.299373	10.063123	10.063123
Rounded	14.54	13.79	12.30	10.06	10.06
Degression					
			1.80%		
from 01.10.2013	14.273981	13.541982	12.077984	9.881987	9.881987
Rounded	14.27	13.54	12.08	9.88	9.88

Tabla 103: Tarifas Feed-In-Tariff mensuales para Alemania

FUENTE: http://www.germanenergyblog.de/?page_id=14068

Precios de los Certificados Verdes (GC) para Bélgica

Guaranteed minimum price (in €) at regional and federal levels per generation source

	Purchase price	Federal level	Flanders	Wallonia	Brussels-Capital
WKC	-	n/a	http://www.vreg.be/minimumsteun-0	n/a	n/a
GC	Solar energy	150(**)	www.vreg.be/welk-bedrag	65	65
	Offshore wind energy	107/90(*)	-	-	-
	Onshore wind energy	0	www.vreg.be/minimumsteun	65	65
	Hydroelectric power	20	www.vreg.be/minimumsteun	65	65
	Biomass	0	www.vreg.be/minimumsteun	65	65
	Geothermal energy	20	www.vreg.be/minimumsteun	65	65
	Other	20	-	65	65

(*) € 107 per certificate for generation coming from facilities subject to a grant of land and resulting from the first 216 MW of installed capacity; €90 per certificate for generation coming from facilities subject to the same grant of land and resulting from installed capacity above the first 216 MW.

(**) Valid for photovoltaic facilities commissioned before 1 August 2012; support mechanism repealed for photovoltaic facilities commissioned after 1 August 2012 with retroactive effect following the adoption of the Royal Decree of 21 December 2012 on Mechanisms Promoting Renewable Electricity Generation, published in the Belgian Official Gazette of 16 January 2013.

Tabla 104: Precio de los Certificados Verdes (GC) para Valonia y Bruselas

FUENTE: <http://www.elia.be/en/products-and-services/green-Certificates/Minimumprice-legalframe>

Installaties met een vermogen van maximaal 250 kW:

Datum indienstname	Minimumsteun per certificaat	Duur
2006-2009	450 euro	20 jaar
2010	350 euro	
januari tem juni 2011	330 euro	
juli tem september 2011	300 euro	
oktober tem december 2011	270 euro	
januari tem maart 2012	250 euro	
april tem juni 2012	230 euro	
juli 2012	210 euro	10 jaar
augustus tem december 2012	90 euro	
vanaf 2013	zie Certificaten voor nieuwe zonnepanelen vanaf 2013	

Tabla 105: Precio de los Certificados Verdes (CG) para Flandes (P≤250kW)

FUENTE: <http://www.vreg.be/welk-bedrag>

Installaties met een vermogen van meer dan 250 kW:

Datum indienname	Minimumsteun per certificaat	Duur
2006-2009	450 euro	20 jaar
2010	350 euro	
januari tem juni 2011	330 euro	
juli tem september 2011	240 euro	
oktober tem december 2011	150 euro	
januari tem juli 2012	90 euro	
augustus tem december 2012	90 euro	10 jaar
vanaf 2013	Zie Certificaten voor nieuwe zonnepanelen vanaf 2013	

Tabla 106: Precio de los Certificados Verdes (GC) para Flandes (P>250kW)

FUENTE: <http://www.vreg.be/welk-bedrag>