



UNIVERSIDAD  
DE MÁLAGA



ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Departamento: Ingeniería Eléctrica

Área de Conocimiento: Ingeniería Eléctrica

## TRABAJO FIN DE GRADO

**Uso de micro-transformadores para gestionar la  
inyección de potencia por parte de consumidores  
en baja tensión**

---

**Autor:** Álvaro Santos García

**Tutor:** Sebastián Martín Rivas

**Titulación:** Grado en Ingeniería Eléctrica

Málaga a 15 de enero de 2024



Uso de micro-transformadores para gestionar la inyección de potencia por parte de consumidores en baja tensión

Álvaro Santos García



# Agradecimientos

Me gustaría expresar mi sincera gratitud a todos aquellos que contribuyeron a la realización de este trabajo.

En primer lugar, agradezco al tutor de este trabajo, Don Sebastian Martín Rivas por su orientación experta y apoyo constante a lo largo de este proceso. Sus conocimientos y dirección fueron fundamentales para dar forma y mejorar este trabajo.

A mi familia, mi más profundo agradecimiento por su apoyo incondicional. Su paciencia, aliento y comprensión han sido mi mayor motivación. Especial mención a mis padres Eduardo y Lola.

A los amigos cercanos que aunque en lo profesional y académico sus caminos son diferentes al mio siempre han tratado de comprender y ayudar en lo que fuera necesario.

Por último, dedico este logro a quienes creyeron en mí, incluso cuando yo dudaba. Este trabajo no solo es mío, sino de todos los que, de alguna manera, han contribuido a mi crecimiento académico y personal.

Para concluir comparto una expresión latina cargada de significado y que ayuda a comprender el sacrificio que conlleva alcanzar grandes metas:

**Per aspera ad astra** (Por el sendero áspero, hacia las estrellas).







## RESUMEN

En la actualidad existe una tendencia creciente a la instalación de paneles solares fotovoltaicos para autoconsumo en los hogares. Debido a que la generación de energía en estas instalaciones se concentra en las horas de sol y a que la distribución horaria de la demanda varía para cada usuario, se producen excedentes de energía. Lo común en estos casos es no aprovechar esa energía o venderla a la empresa distribuidora que da suministro al hogar mediante un contrato entre las partes. La transferencia de energía de las instalaciones particulares a la red plantea distintos desafíos derivados de la ausencia de comunicación entre la instalación generadora y la red de baja tensión la cual se autorregula a gran escala. Aumentos repentinos de la energía inyectada o la ausencia de la misma puede llevar a la red a situaciones próximas a la inestabilidad y/o alcanzar límites de tensión y/o intensidad.

El objetivo de este proyecto es evaluar y controlar los aspectos físicos de la transferencia de excedentes de generación fotovoltaica de instalaciones domésticas en baja tensión. Usualmente el problema es que se necesita elevar la tensión en el punto de inyección provocando sobretensiones, sobrecalentamiento o incluso la activación de protecciones. El desacoplamiento de las viviendas mediante micro-transformadores inteligentes permite mantener las condiciones (tensiones) en el lado de la carga y al mismo tiempo posibilita tensiones más elevadas (adecuadas para evacuar los excedentes de generación) al otro lado del micro-transformador.

La metodología utilizada consiste en un modelo de la red y las cargas y un conjunto de posibles configuraciones de operación que representan desde los casos más comunes hasta casos extremos. El modelo se formula como un circuito estático (no dependiente del tiempo) y de parámetros concentrados. Se estudia un elevado número de combinaciones de valores para los parámetros que caracterizan el sistema (tensión de red, consumo del usuario, generación fotovoltaica, etc.). Se estudian las combinaciones de valores (relaciones entre los parámetros) introduciendo variables auxiliares ( $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $m$ ) que permiten cuantificar de forma explícita esas relaciones y un método propuesto aquí que permite mapear los fasores desde el plano completo a una recta real (esto se explica en el Capítulo 2). Y también se realiza un análisis de sensibilidad en los parámetros más relevantes y el número de viviendas conectadas en paralelo.

Como principales conclusiones, se ha obtenido que el rango de la relación de transformación es relativamente reducido y que el aprovechamiento adicional de los excedentes hace rentable (con período de amortización relativamente corto) el uso de micro-transformadores. Adicionalmente, en algunos casos, para maximizar el aprovechamiento habría que reforzar la línea general de alimentación, para permitir mayores intensidades.

**Palabras Clave:** baja tensión, usuario doméstico, micro-transformador, excedente fotovoltaico, sobretensión.





## ABSTRACT

Currently there is a strong trend towards the installation of photovoltaic solar panels for self-consumption in homes. Because energy generation in these facilities is concentrated during sunny hours and because the hourly distribution of demand varies for each user, energy surpluses are produced. The common case is not to take advantage of that energy or sell it to the retailer company that supplies the home. The power flow from homes to the grid poses different challenges derived from the absence of communication between the generating facility and the low-voltage grid, which is self-regulating on a large scale. Sudden increases in injected energy or its absence can lead the network to situations close to instability and/or reach voltage and/or intensity limits.

The objective in this project is to evaluate and control the physical aspects of the power flow of photovoltaic generation surplus from low voltage domestic installations to the main grid. Usually the problem is that the voltage needs to be raised at the injection point, causing overvoltages, overheating or even the activation of protections. The decoupling of homes using intelligent micro-transformers allows maintaining the conditions (voltages) on the load side and at the same time enables higher voltages (suitable for evacuating surplus generation) on the other side of the micro-transformer .

The methodology used consists of a model of the network and loads and a set of possible operating configurations that represent from the most common cases to extreme cases. The model is formulated as a static circuit (not time-dependent) and with lumped parameters. A large number of combinations of values are studied for the parameters that characterize the system (grid voltage, user consumption, photovoltaic generation, etc.). Combinations of values (relationships between parameters) are studied by introducing auxiliary variables ( $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $m$ ) that allow these relationships to be explicitly quantified. A method is proposed here that allows to map the phasors from the complex plane to a real line (this is explained in Chapter 2). And a sensitivity analysis is also carried out on the most relevant parameters and the number of homes connected in parallel.

As main conclusions, it has been obtained that the range of the transformation ratio is relatively small and that the additional use of the surplus makes the use of micro-transformers profitable (with a relatively short payback period). Additionally, in some cases, to maximize utilization, the general power line would have to be reinforced to allow for higher currents.

**Keywords:** low voltage, domestic user, micro-transformer, photovoltaic surplus, overvoltage.



# Índice general

	Página
Agradecimientos . . . . .	5
Declaración de Originalidad . . . . .	7
Resumen . . . . .	9
Abstract . . . . .	11
Índice General . . . . .	12
Índice de Figuras . . . . .	17
Índice de Tablas . . . . .	23
<b>1. Introducción</b>	<b>25</b>
1.1. Objetivos . . . . .	26
1.2. Instalación fotovoltaica . . . . .	28
1.2.1. Historia de la Instalación fotovoltaica . . . . .	28
1.2.2. Módulos fotovoltaicos . . . . .	32
1.2.3. Inversor . . . . .	34
1.3. Problemas que se producen en la inyección a red de baja tensión sin comunicación entre las partes y como se solucionan en el sistema de alta tensión. . . . .	36
1.4. Micro-transformadores inteligentes . . . . .	38
1.5. Motivaciones . . . . .	39
<b>2. Metodología</b>	<b>41</b>
2.1. Supuestos y simplificaciones . . . . .	41
2.2. Notación . . . . .	42
2.3. Modelado . . . . .	47
2.3.1. Modelado de los elementos del sistema real . . . . .	47
2.3.2. Ecuaciones del modelo . . . . .	49
<b>3. Caso de Estudio y Resultados</b>	<b>57</b>
3.1. Definición de los Casos de Estudio . . . . .	57
3.1.1. Modelos de viviendas individuales . . . . .	59
3.1.1.1. Modelo 1.1.1. . . . .	59
3.1.1.2. Modelo 1.5.1. . . . .	59
3.1.1.3. Modelo 1.10.1. . . . .	60
3.1.1.4. Modelo 1.20.1. . . . .	60

3.1.1.5.	Modelo 3.5.1. . . . .	60
3.1.1.6.	Modelo 3.10.1. . . . .	60
3.1.1.7.	Modelo 3.20.1. . . . .	60
3.1.1.8.	Modelo 5.5.1. . . . .	60
3.1.1.9.	Modelo 5.10.1. . . . .	61
3.1.1.10.	Modelo 5.20.1. . . . .	61
3.1.2.	Modelos de conjuntos de viviendas . . . . .	61
3.1.2.1.	Modelo 1.12.2. . . . .	61
3.1.2.2.	Modelo 1.6.4. . . . .	61
3.1.2.3.	Modelo 1.5.6. . . . .	61
3.1.2.4.	Modelo 1.4.6. . . . .	62
3.1.2.5.	Modelo 1.3.10. . . . .	62
3.1.2.6.	Modelo 1.2.14. . . . .	62
3.2.	Resumen de los Modelos en los Casos de Estudio . . . . .	62
3.3.	Parámetros del modelo . . . . .	63
3.4.	Estudio preliminar del sistema para una vivienda con potencia máxima contratada de 14490 W . . . . .	65
3.5.	Limitaciones de Operación (tensiones, intensidades) . . . . .	72
3.5.1.	límites físicos . . . . .	73
3.5.2.	límites técnicos . . . . .	84
3.5.2.1.	límites de tensión. . . . .	85
3.5.2.2.	Límites de intensidad. . . . .	92
3.5.2.3.	Síntesis de los límites técnicos . . . . .	98
3.6.	Particularización de los casos de estudio . . . . .	100
3.6.1.	Configuración 1. Viviendas individuales del sistema previo. . . . .	101
3.6.1.1.	Viviendas con potencia prevista de 5750 W . . . . .	101
3.6.1.2.	Viviendas con potencia prevista de 9200 W . . . . .	107
3.6.1.3.	Viviendas con potencia prevista de 14490 W . . . . .	110
3.6.2.	Configuración 2. Viviendas individuales del sistema mejorado. . . . .	112
3.6.2.1.	Mejora del modelo <a href="#">3.1.1.2</a> . . . . .	113
3.6.2.2.	Mejora del modelo <a href="#">3.1.1.3</a> . . . . .	116
3.6.2.3.	Mejora del modelo <a href="#">3.1.1.4</a> . . . . .	119
3.6.3.	Configuración 3. Conjuntos de viviendas del sistema previo. . . . .	123
3.6.4.	Configuración 4. Conjuntos de viviendas del sistema mejorado. . . . .	135
3.6.4.1.	Mejora del modelo <a href="#">3.1.2.1</a> . . . . .	135
3.6.4.2.	Mejora del modelo <a href="#">3.1.2.6</a> . . . . .	139
3.7.	Repercusiones económicas . . . . .	147
3.8.	Intensidades del sistema . . . . .	154
<b>4.</b>	<b>Conclusiones</b> . . . . .	<b>157</b>
<b>5.</b>	<b>Anexos</b> . . . . .	<b>159</b>
5.1.	Anexo 1: Código MATLAB . . . . .	159
5.1.1.	Función “EstadoSistema” . . . . .	159

5.1.2.	Función “Modelado1”	160
5.1.3.	Función “RangoParametros”	162
5.1.4.	Función “PruebaVLIL”	164
5.1.5.	Función “PruebaVLILparalelo”	165
5.1.6.	Función “LimitanteSL”	166
5.1.7.	Función “LimitanteSpv”	168
5.1.8.	Función “DiagnosticoVLIL”	170
5.1.9.	Función “Magnprev”	181
5.1.10.	Función “ComunprevVI”	183
5.1.11.	Función “FindEMEVLLIL”	184
5.1.12.	Función “SolVLIL”	187
5.1.13.	Función “MejVI”	194
5.1.14.	Función “Mejora1”	200
5.1.15.	Función “Tratamiento1”	202
5.1.16.	Función “GraficasPre”	204
5.1.17.	Función “GraficasPre-Post”	212
5.1.18.	Función “Graficas-por-modelo”	224
5.1.19.	Función “gauss”	232
5.1.20.	Función “radiacion”	232
5.1.21.	Función “demandavivienda”	233
5.1.22.	Función “mediapvpc”	234
5.1.23.	Función “Ganancias”	235



# Índice de figuras

	Página
1.1. Variabilidad del potencial de energías renovables y de la demanda anual en las distintas zonas climáticas. Imagen tomada de [1]. . . . .	26
1.2. Teléfono solar. Imagen tomada de [2]. . . . .	28
1.3. Satélite Vanguard I. Imagen tomada de [3]. . . . .	29
1.4. Variación del precio de los módulos fotovoltaicos 1976-2019. Imagen tomada de [4]. . . . .	31
1.5. Efecto fotovoltaico. Imagen tomada de [5]. . . . .	33
1.6. Esquema de funcionamiento de inversor de puente completo tomado de [7]. . . . .	35
2.1. Escalones de potencia prevista en suministros de baja tensión, según [9]. . . . .	48
2.2. Circuito eléctrico del sistema. . . . .	49
2.3. Circuito eléctrico equivalente por Thevenin para un sistema con varias viviendas con la misma impedancia de carga. . . . .	55
3.1. Variación de $U_L$ en función de Gamma y m . . . . .	66
3.2. Variación de $U_L$ en función de Beta, Gamma y m . . . . .	66
3.3. Variación de IL en función de Gamma y m . . . . .	67
3.4. Variación de IL en función de Beta y m, con Gamma mínimo. . . . .	67
3.5. Variación de IL en función de Beta y m, con Gamma máximo. . . . .	67
3.6. Variación de $I_{pv}$ en función de Gamma y m . . . . .	68
3.7. Variación de $I_{pv}$ en función de Beta y m, con Gamma mínimo. . . . .	69
3.8. Variación de $I_{pv}$ en función de Beta y m, con Gamma máximo. . . . .	69
3.9. Variación de $S_{pv}$ en función de Gamma y m . . . . .	70
3.10. Variación de $S_{pv}$ en función de Beta y m, con Gamma mínimo. . . . .	70
3.11. Variación de $S_{pv}$ en función de Beta y m, con Gamma máximo. . . . .	70
3.12. Variación de IR en función de Gamma y m . . . . .	71
3.13. Variación de IR en función de Beta y m, con Gamma mínimo. . . . .	72
3.14. Variación de IR en función de Beta y m, con Gamma máximo. . . . .	72
3.15. Gráfica de superficie $S_L$ con límite máximo. . . . .	74
3.16. Perfil de la gráfica de superficie $S_L$ con límite mínimo. . . . .	75
3.17. Vista inferior de la gráfica de superficie $S_L$ con límite mínimo. . . . .	76
3.18. Perfil de la gráfica de superficie $S_L$ con límite mínimo. . . . .	77

3.19. Vista inferior de la gráfica de superficie $S_L$ con límite máximo. . . . .	78
3.20. Gráfica de superficie $S_{pv}$ con límite elevado. . . . .	80
3.21. Perfil de la gráfica de superficie $S_{pv}$ con límite de 5 kW. . . . .	81
3.22. Perfil de la gráfica de superficie $S_{pv}$ con límite de 10 kW. . . . .	81
3.23. Vista inferior de la gráfica de superficie $S_{pv}$ con límite de 1 kW. . . . .	82
3.24. Vista inferior de la gráfica de superficie $S_{pv}$ con límite de 5 kW. . . . .	82
3.25. Vista inferior de la gráfica de superficie $S_{pv}$ con límite de 10 kW. . . . .	82
3.26. Gráfica de superficie $V_L$ con tensión de red 0.93 del modelo 3.1.1.1 . . . . .	88
3.27. Gráfica de superficie $V_L$ con tensión de red 0.93 del modelo 1.10.1 . . . . .	88
3.28. Gráfica de superficie $V_L$ con tensión de red 1.00 del modelo 3.1.1.4 . . . . .	89
3.29. Gráfica de superficie $V_L$ con tensión de red 1.07 del modelo 3.1.1.1 . . . . .	90
3.30. Gráfica de superficie $V_L$ con tensión de red 1.07 del modelo 3.1.1.3 . . . . .	90
3.31. Gráfica de superficie $I_L$ con tensión de red 1.00 del modelo 3.1.1.1 . . . . .	95
3.32. Gráfica de superficie $I_L$ con tensión de red 1.00 del modelo 3.1.1.3 . . . . .	95
3.33. Comparación de valores máximos de la potencia de la vivienda en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	102
3.34. Comparación de valores máximos de la potencia de la instalación fotovoltaica en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	103
3.35. Comparación de valores máximos de la potencia de la red en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	104
3.36. Comparación de valores mínimos de la potencia de la red en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	105
3.37. Comparación de valores máximos de la tensión de la instalación fotovoltaica en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	106
3.38. Comparación de valores máximos de la potencia de la vivienda en el sistema previo para viviendas tipo 3. . . . .	108
3.39. Comparación de valores máximos de la potencia de la vivienda en el sistema previo para viviendas tipo 5. . . . .	110
3.40. Gráfica comparativa de potencias máximas del sistema previo del modelo 3.1.1.4 . . . . .	111
3.41. Gráfica comparativa de potencias mínimas del sistema previo del modelo 3.1.1.4 . . . . .	111
3.42. Comparación de valores máximos de la tensión del sistema previo del modelo 3.1.1.4 . . . . .	112
3.43. Comparación de valores máximos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.1.2 . . . . .	113
3.44. Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.1.2 . . . . .	113
3.45. Comparación de valores máximos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.1.2 . . . . .	114
3.46. Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica del modelo 1.5.1. . . . .	114
3.47. Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la red del modelo 3.1.1.2 . . . . .	115

3.48. Comparación de valores máximos de la tensión de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.1.2 . . . . .	116
3.49. Comparación de valores mínimos de la tensión de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.1.2 . . . . .	116
3.50. Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la red del modelo 3.1.1.3 . . . . .	118
3.51. Comparación de valores máximos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.1.4 . . . . .	119
3.52. Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.1.4 . . . . .	119
3.53. Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la red del modelo 3.1.1.4 . . . . .	120
3.54. Gráfica comparativa de potencias máximas del sistema mejorado del modelo 3.1.1.4 . . . . .	122
3.55. Gráfica comparativa de potencias mínimas del sistema mejorado del modelo 3.1.1.4 . . . . .	122
3.56. Comparación de valores máximos de la tensión del sistema mejorado del modelo 3.1.1.4 . . . . .	122
3.57. Gráfica comparativa de intensidades máximas del sistema mejorado del modelo 3.1.1.4 . . . . .	123
3.58. Gráfica comparativa de intensidades mínimas del sistema mejorado del modelo 3.1.1.4 . . . . .	123
3.59. Comparación de valores máximos de la potencia de las viviendas en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	125
3.60. Comparación de valores mínimos de la potencia de las viviendas en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	126
3.61. Comparación de valores máximos de la potencia de las instalaciones fotovoltaicas en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	127
3.62. Comparación de valores mínimos de la potencia de las instalaciones fotovoltaicas en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	128
3.63. Comparación de valores máximos de la potencia de la red en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	129
3.64. Comparación de valores mínimos de la potencia de la red en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	130
3.65. Comparación de valores máximos de la tensión de las instalaciones fotovoltaicas en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	131
3.66. Comparación de valores mínimos de la tensión de las instalaciones fotovoltaicas en el sistema previo para viviendas tipo 1. . . . .	132
3.67. Gráfica comparativa de potencias máximas del sistema previo del modelo 3.1.2.1 . . . . .	133
3.68. Gráfica comparativa de potencias mínimas del sistema previo del modelo 3.1.2.1 . . . . .	133
3.69. Comparación de valores máximos de la tensión del sistema previo del modelo 3.1.2.1 . . . . .	133

3.70. Gráfica comparativa de potencias máximas del sistema previo del modelo 3.1.2.6 . . . . .	134
3.71. Gráfica comparativa de potencias mínimas del sistema previo del modelo 3.1.2.6 . . . . .	134
3.72. Comparación de valores máximos de la tensión del sistema previo del modelo 3.1.2.6 . . . . .	134
3.73. Comparación de valores máximos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.2.1 . . . . .	136
3.74. Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.2.1 . . . . .	136
3.75. Comparación de valores máximos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.2.1 . . . . .	137
3.76. Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.2.1 . . . . .	137
3.77. Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la red del modelo 3.1.2.1 . . . . .	138
3.78. Comparación de valores máximos de la tensión de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.2.1 . . . . .	139
3.79. Comparación de valores mínimos de la tensión de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.2.1 . . . . .	139
3.80. Comparación de valores máximos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.2.6 . . . . .	140
3.81. Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.2.6 . . . . .	140
3.82. Comparación de valores máximos de la potencia aparente de las instalaciones fotovoltaicas del modelo 3.1.2.6 . . . . .	141
3.83. Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de las instalaciones fotovoltaicas del modelo 3.1.2.6 . . . . .	141
3.84. Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la red del modelo 3.1.2.6 . . . . .	142
3.85. Comparación de valores máximos de la tensión de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.2.6 . . . . .	143
3.86. Comparación de valores mínimos de la tensión de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.2.6 . . . . .	143
3.87. Gráfica comparativa de potencias máximas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.1 . . . . .	144
3.88. Gráfica comparativa de potencias mínimas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.1 . . . . .	144
3.89. Comparación de valores máximos de la tensión del sistema mejorado del modelo 3.1.2.1 . . . . .	144
3.90. Gráfica comparativa de intensidades máximas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.1 . . . . .	145
3.91. Gráfica comparativa de intensidades mínimas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.1 . . . . .	145

3.92. Gráfica comparativa de potencias máximas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.6 . . . . .	145
3.93. Gráfica comparativa de potencias mínimas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.6 . . . . .	145
3.94. Comparación de valores máximos de la tensión del sistema mejorado del modelo 3.1.2.6 . . . . .	146
3.95. Gráfica comparativa de intensidades máximas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.6 . . . . .	146
3.96. Gráfica comparativa de intensidades mínimas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.6 . . . . .	146
3.97. Ilustración de la regla empírica. Tomada de [12]. . . . .	148
3.98. Campana de Gauss aplicada a la tensión de la red con diferentes desviaciones típicas. . . . .	149
3.99. Radiación solar global incidente media anual. . . . .	149
3.100 Demanda horaria media extraída de datos reales. . . . .	150
3.101 Precio medio de venta de excedentes PVPC. . . . .	150
3.102 Intensidad máxima admisible de los conductores de acometida. Extraído de [9]. . . . .	155
3.103 Intensidad máxima fusibles de protección. Extraído de [9]. . . . .	155



# Índice de tablas

	Página
1.1. Características de las células fotovoltaicas tomado de [6]. . . . .	34
3.1. Modelos para los Casos de Estudio. . . . .	63
3.2. Parámetros del sistema . . . . .	63
3.3. Parámetros de la red . . . . .	63
3.4. Parámetros de las líneas de Acometida y Derivación Individual . . . .	64
3.5. Parámetros de la vivienda . . . . .	64
3.6. Parámetros de la instalación fotovoltaica . . . . .	65
3.7. Valores máximos de beta según $S_{pv}$ . . . . .	81
3.8. límite $V_L$ para Modelo 3.1.1.1 . . . . .	86
3.9. límite $V_L$ para Modelo 1.5.1 . . . . .	86
3.10. límite $V_L$ para Modelo 1.10.1 . . . . .	87
3.11. Límite $V_L$ para Modelo 3.1.1.4 . . . . .	88
3.12. Límite $V_L$ para Modelo 3.1.1.5 . . . . .	91
3.13. Límite $V_L$ para Modelo 3.1.1.7 . . . . .	91
3.14. Límite $I_L$ para Modelo 3.1.1.1 . . . . .	93
3.15. Límite $I_L$ para Modelo 3.1.1.2 . . . . .	94
3.16. Límite $I_L$ para Modelo 3.1.1.3 . . . . .	94
3.17. Límite $I_L$ para Modelo 3.1.1.5 . . . . .	96
3.18. Límite $I_L$ para Modelo 3.1.1.7 . . . . .	97
3.19. Límite $I_L$ para Modelo 3.1.1.8 . . . . .	97
3.20. Límite $I_L$ para Modelo 3.1.1.10 . . . . .	98
3.21. Valores máximos de $S_L$ del sistema previo para los valores extremos de la tensión de la red. . . . .	102
3.22. Máxima inyección a red. . . . .	106
3.23. Máxima inyección a red. . . . .	109
3.24. Mejora de los máximos de la potencia aparente de la vivienda 3.1.1.2	114
3.25. Mejora de los máximos de la potencia aparente de la vivienda 3.1.1.3	117
3.26. Mejora de los máximos de potencia de inyección a red 3.1.1.3 . . . . .	118
3.27. Mejora de los máximos de potencia de inyección a red 3.1.1.4 . . . . .	121
3.28. Valores máximos de $S_L$ del sistema previo para cada modelo. . . . .	125
3.29. Valores máximos de $P_{pv}$ del sistema previo para cada modelo. . . . .	127
3.30. Valores máximos de $S_{pv}$ del sistema previo para cada modelo. . . . .	129

3.31. Máxima inyección a red. . . . .	131
3.32. Mejora de los máximos de la potencia aparente de la vivienda 3.1.2.1	136
3.33. Mejora de los máximos de la potencia aparente de las instalaciones fotovoltaicas 3.1.2.1 . . . . .	141
3.34. Probabilidades de distintos rangos de tensión de la red. . . . .	148
3.35. Repercusiones económicas básicas del modelo 3.1.1.3 para distintos grados de estabilidad de la red. . . . .	151
3.36. Repercusiones económicas básicas del modelo 3.1.1.4 para distintos grados de estabilidad de la red. . . . .	151
3.37. Repercusiones económicas extendidas del modelo 3.1.1.4 para distin- tos grados de estabilidad de la red. . . . .	152
3.38. Repercusiones económicas básicas del modelo 3.1.2.1 para distintos grados de estabilidad de la red. . . . .	152
3.39. Repercusiones económicas extendidas del modelo 3.1.2.1 para distin- tos grados de estabilidad de la red. . . . .	153
3.40. Repercusiones económicas básicas del modelo 3.1.2.6 para distintos grados de estabilidad de la red. . . . .	153

# Capítulo 1

## Introducción

En la actualidad existe una tendencia creciente a la instalación de paneles solares fotovoltaicos para autoconsumo en los hogares a nivel internacional.

La agencia internacional de la energía (IEA) publicó en el año 2022 un artículo llamado “Aproximadamente 100 millones de hogares dependerán de la energía solar fotovoltaica en los tejados para 2030”, [1]. Según el mismo los hogares implementan alrededor de 130 GW de sistemas fotovoltaicos, lo que representa aproximadamente 25 millones de unidades, y asegura que este número debería cuadruplicarse y hacia el año 2030 el número total de unidades alcanzará los 100 millones, esto podría lograrse únicamente manteniendo la tasa de instalaciones anuales actual.

La generación de energía con paneles solares fotovoltaicos es variable respecto a cantidad de energía y a disponibilidad horaria de la misma. Esto se debe a la rotación del planeta tierra que marca el día y la noche; y a la traslación e inclinación respecto al eje del planeta tierra que marcan las estaciones del año. Además de otros factores meteorológicos y/o históricos.

La ubicación de la instalación fotovoltaica tiene un gran impacto en el potencial de generación. El 40 % de la población mundial vive en la zona templada, el 30 % en la zona tropical, el 20 % en la zona árida y el 10 % restante en la zona continental. Tomado de [1].

La producción fotovoltaica depende de las condiciones ambientales, en particular de la época del año, la hora del día y las condiciones de nubosidad. Por otra parte, la demanda de energía en los hogares es variable respecto a cantidad de energía y a distribución horaria de la misma debido a los hábitos de consumo del hogar en particular. La confluencia de ambas variabilidades da lugar a desajustes entre producción fotovoltaica y consumo (en general no coinciden casi nunca). En unos

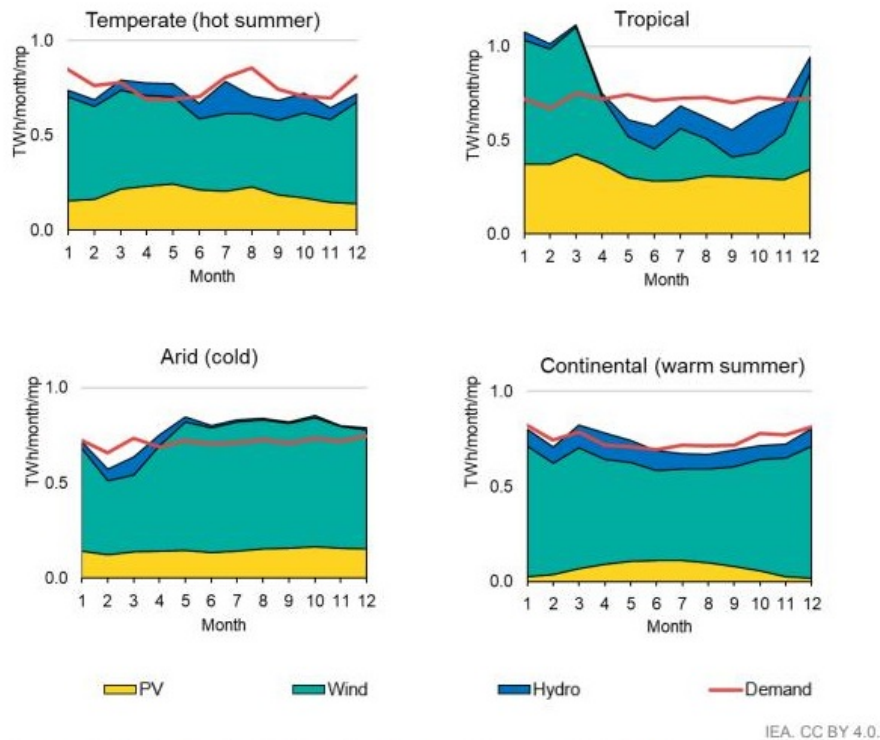


Figura 1.1: Variabilidad del potencial de energías renovables y de la demanda anual en las distintas zonas climáticas. Imagen tomada de [1].

casos se tiene más consumo que producción y en otros más producción que consumo. En este segundo caso (más producción que consumo) se tienen excedentes de energía, que hay que gestionar de alguna forma, las tres opciones principales son:

- Almacenar la energía mediante baterías u otras tecnologías.
- No aprovechar la energía, tirarla.
- Inyectar la energía a la red de baja tensión.

## 1.1. Objetivos

En el caso de verter esos excedente a la red, para las instalaciones de consumidores en baja tensión nos encontramos con varias limitaciones, entre las que destaca la limitación de la tensión en el nudo de conexión (y de forma relacionada las intensidades máximas admisibles en las ramas del circuito). Para resolver este problema se propone aquí el uso de micro-transformadores inteligentes que desacoplen al consumidor de baja tensión de la inyección de generación fotovoltaica en su propia red de

baja tensión. El objetivo es hallar la solución óptima que permita inyectar todo el excedente de generación fotovoltaica cumpliendo con las condiciones de operación de la red (REBT). Se explora el uso de micro-transformadores inteligentes para resolver este problema y se responden cuestiones como: ¿cuál es el rango de la relación de transformación en el que debe trabajar el micro-transformador? ¿cuál es el rango de tensiones para el inversor asociado a la inyección de generación fotovoltaica? ¿cuáles son las pérdidas en el sistema? ¿cuáles son las intensidades máximas en cada rama del circuito? ¿cuál es el máximo valor de potencia que podría inyectarse a la red? ¿cómo afectan las condiciones de carga del sistema (nivel de consumo del usuario)?

## 1.2. Instalación fotovoltaica

En este apartado se exponen nociones básicas sobre que es, de que partes se compone y un repaso a la historia de la instalación fotovoltaica.

Se entiende como una instalación fotovoltaica a un sistema de generación de energía eléctrica basado en la transformación de la radiación solar en energía eléctrica mediante dispositivos que utilizan elementos semiconductores.

Los elementos semiconductores son aquellos que son capaces de modificar su propiedades físicas, en concreto la conductividad eléctrica, debido a diversos factores externos como pueden ser presión, temperatura o radiación solar entre muchas otras.

### 1.2.1. Historia de la Instalación fotovoltaica

La primera instalación fotovoltaica conocida que se comercializó fue desarrollada en 1954 en los laboratorios Bell, Nueva Jersey, Estados Unidos. En ese momento se carecía de la tecnología necesaria para conseguir sistemas de alta eficiencia y capacidad, entonces se le dieron aplicaciones en alimentación de dispositivos de comunicación como fue el “Teléfono solar”.



Figura 1.2: Teléfono solar. Imagen tomada de [2].

A principios de 1953, el ingeniero Daryl Chapin trataba de desarrollar una fuente de energía para los sistemas de telefonía en lugares remotos y con elevada humedad relativa. Comenzó probando con células fotovoltaicas con base de selenio, con las

cuales obtuvo eficiencias iguales o menores al 1%. En los mismos laboratorios, el físico Gerald Pearson y el químico Calvin Fuller intentaron controlar las propiedades de los semiconductores mediante el dopado con impurezas, en concreto sumergieron en litio una pieza de silicio que contenía impurezas de galio, creando así una unión p-n, termino que se explicará en el siguiente apartado. Desde ese momento Chapin dejó a un lado la investigación de paneles de selenio y los tres científicos trabajaron conjuntamente mejorando las conexiones y las propiedades del silicio dopándolo con distintos elementos. Finalmente con la unión de varias células foto de silicio consiguieron eficiencias de en torno al 6%.

Las décadas de 1950 y 1960 estuvieron marcadas por la carrera espacial, contexto en el que las dos principales potencias mundiales de aquel momento, Estados Unidos y la Unión Soviética, destinaban gran cantidad de recursos a la investigación científica. Particularmente los paneles solares se consideraron una tecnología idónea para un ambiente con escasos recursos y grandes necesidades energéticas, lo que contribuyó notablemente a su desarrollo.

Para 1955 la empresa Hoffman Electrónica obtuvo una eficiencia del 3%, dos años más tarde la misma empresa alcanzaría el 8% de eficiencia. En ese momento el coste de cada vatio era de 50 centavos de dólar, mientras que el coste del vatio producido por paneles fotovoltaicos rondaba los 300 dólares.

En 1958 se pone en órbita el Vanguard I, el primer satélite alimentado con paneles solares fotovoltaicos. En primera instancia su función era como fuente de energía de respaldo, la fuente principal de alimentación eran baterías ya cargadas que tuvieron una duración de escasos 20 días, los paneles permitieron que el satélite estuviera operativo por 5 años.

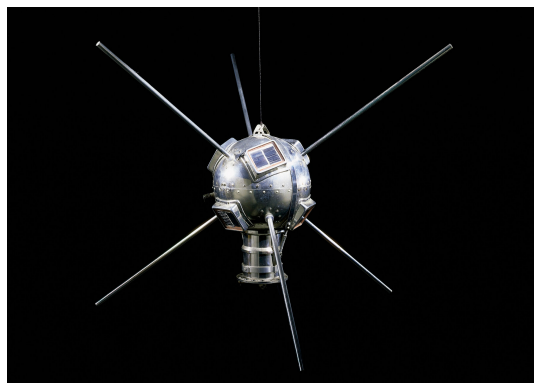


Figura 1.3: Satélite Vanguard I. Imagen tomada de [3].

Ese mismo año Hoffman Electrónica consiguió células fotovoltaicas con una eficiencia del 9%, alcanzando el 14% en los siguientes dos años.

En 1970, Zhorés Alfiórov desarrolló la primera célula fotovoltaica con heteroestructura de arseniuro de galio (GaAs), este material aumentó más la eficiencia aunque tenía el inconveniente de ser muy costoso, por lo que su uso se concentró en la industria espacial.

Al comenzar la década de 1970 la generación de electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos continuaba siendo muy costosa en comparación con otras tecnologías. Sin embargo, el contexto internacional derivado de la llamada Crisis del petróleo de 1973, promovió de nuevo el interés en esta tecnología, por ello se iniciaron numerosas investigaciones que llevaron al aumento de la eficiencia de los paneles y la reducción de los costos. Se ampliaron las aplicaciones en zonas remotas como repetidores de telecomunicaciones y para iluminación de faros y vías férreas. También surgieron las primeras calculadoras con células fotovoltaicas.

La primera compañía que fabricó grandes cantidades de paneles solares fotovoltaicos a partir de uniones simples de arseniuro de galio, que poseían una eficiencia del 17%, fue la estadounidense ASEC (Applied Solar Energy Corporation).

En 1985 se consiguen fabricar células solares de silicio con un 20% de eficiencia en la Universidad de Nueva Gales del sur, Australia.

La empresa ASEC en 1989 descubriría las células fotovoltaicas de doble unión al dopar por accidente germanio con arseniuro de galio. Las celdas de doble unión con arseniuro de galio tienen una eficiencia máxima del 22%.

Las uniones triples comenzaron en el año 2000 con una eficiencia del 24%, hasta llegar en 2007 al 30% de eficiencia de manera común. Aunque estas se reservan para aplicaciones espaciales por su elevado costo.

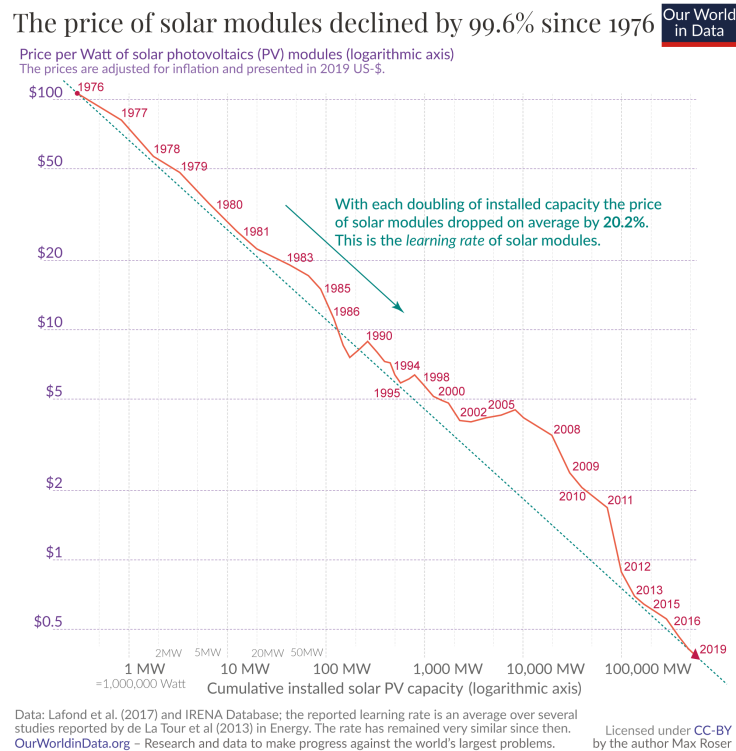


Figura 1.4: Variación del precio de los módulos fotovoltaicos 1976-2019. Imagen tomada de [4].

Como ilustra la anterior gráfica, existe una tendencia clara entre la capacidad total de las instalaciones fotovoltaicas en todo el mundo y el coste de fabricación de los mismos. Es lógico que el avance tecnológico que propicia simultáneamente un aumento de las eficiencias y una reducción de costes, desemboca en una mayor competitividad respecto a otras tecnologías de generación y por tanto en una mayor utilización de esta sobre las otras, sin mencionar las implicaciones medioambientales que han propiciado más si cabe su utilización. Cabe destacar el título de la gráfica que expone que “el precio de los módulos fotovoltaicos ha caído en 99.6 % desde el año 1976”.

Desde entonces las instalaciones fotovoltaicas son parte fundamental de la inmensa mayoría de sistemas eléctricos del mundo, además de numerosas aplicaciones a pequeña y mediana escala.

Los numerosos avances en las tecnologías de fabricación de instalaciones fotovoltaicas durante el siglo XXI dan lugar a una clasificación de los mismos, en función de los métodos y en consecuencia de las eficiencias máximas alcanzadas:

- En la actualidad la inmensa mayoría de la producción mundial es de paneles de primera generación, es decir basados en cristales de silicio, con eficiencias que

pueden ser cercanas al límite teórico del 31 %, aunque por lo general rondan el 20 % en las versiones comerciales.

- Los paneles de segunda generación se caracterizan por basarse en celdas fotovoltaicas de película delgada que se componen mediante la colocación de una o más capas finas de material fotovoltaico en un sustrato, con esta tecnología se han alcanzado eficiencias por encima del 37 %.
- Actualmente se están investigando los paneles de tercera generación que se basan entre otras tecnologías en células fotovoltaicas con multiunión, con eficiencias conseguidas en laboratorios de más del 40 %.

### 1.2.2. Módulos fotovoltaicos

Un módulo fotovoltaico se compone de un conjunto de células fotovoltaicas interconectadas que tienen como función fundamental la conversión de la radiación solar en energía eléctrica.

Las células fotovoltaicas se basan en el principio físico de la fotoelectricidad o efecto fotoeléctrico descubierto en 1887 por Heinrich Hertz, quien construyó la primera célula fotovoltaica compuesta por selenio recubierto con una capa delgada de oro que obtuvo una eficiencia de aproximadamente 1 %. Este efecto sería desarrollado teóricamente por Albert Einstein en el artículo titulado “Heurística de la generación y conversión de la luz”, que fue publicado en 1905. Este efecto consiste básicamente en que cuando la energía que poseen los fotones en movimiento es suficiente ( $E = \hbar \cdot f$ , donde  $\hbar$  es la constante de Planck y  $f$  la frecuencia), vence la energía de enlace de los electrones de un determinado material o elemento, provoca la liberación de esos electrones.

Tal y como se ha descrito en el efecto fotoeléctrico, la radiación solar compuesta por fotones empujan o arrancan los electrones de cierto material. En consecuencia se crean huecos en la estructura de dicho material por la ausencia de esos electrones, de forma natural los electrones se mueven a otros huecos para ocupar su lugar, lo que provoca una disipación de la energía en forma de calor. Para evitar este efecto se utiliza la unión de dos elementos semiconductores, también conocida como unión p-n (positivo-negativo). Esta denominación corresponde con el dopaje de elementos semiconductores mediante la adición de otros elementos, cuando el elemento a añadir posee una cantidad de electrones menor en su última capa (capa de valencia) que la del elemento semiconductor se le conoce como semiconductor dopado tipo p, mientras que cuando el elemento a añadir posee una cantidad superior de electrones en su última capa se le conoce como semiconductor dopado tipo n. Los semiconductores tipo p poseen huecos, es decir carga positiva, y los semiconductores tipo n poseen electrones, es decir carga negativa. La unión de ambos semiconductores como

dos capas enfrentadas crea un campo eléctrico entre ambas que provoca que cuando se produce el efecto fotoeléctrico de manera continuada, los electrones arrancados fluyan hacia la capa tipo n, y los huecos fluyan hacia la capa tipo p, lo que concluye en una diferencia de potencial. A esto se le denomina efecto fotovoltaico.

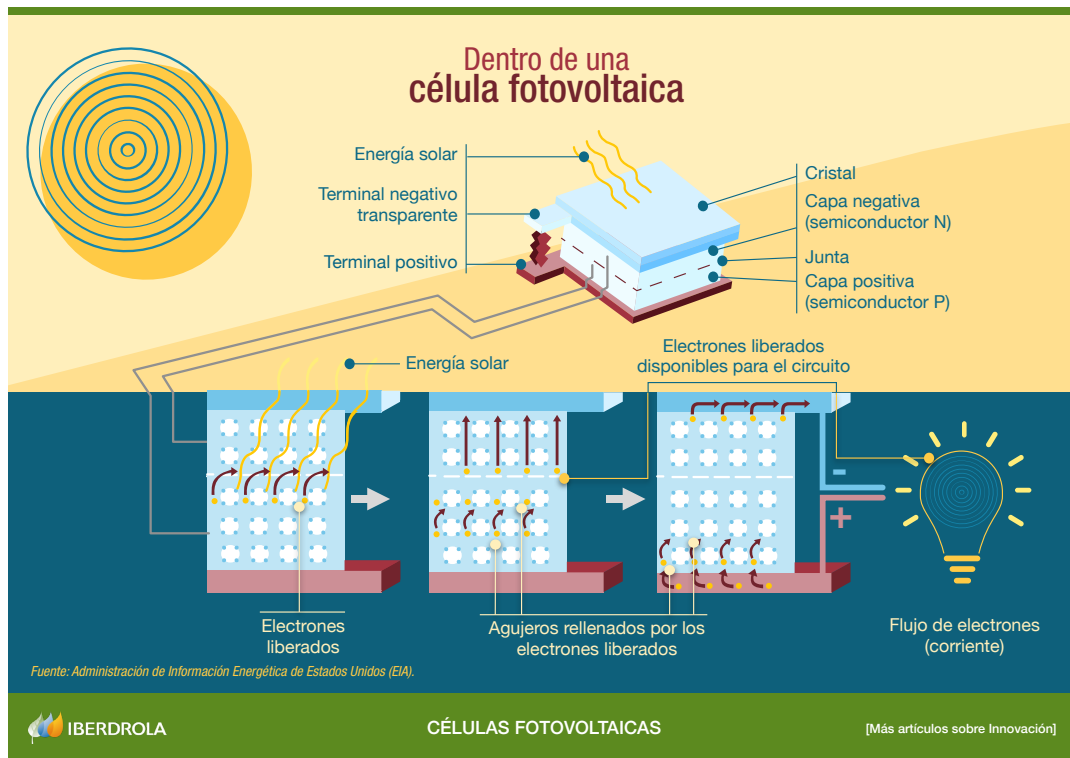


Figura 1.5: Efecto fotovoltaico. Imagen tomada de [5].

Las células fotovoltaicas se pueden clasificar en función de los materiales semiconductores que la conforman y de su estructura. En consecuencia tendrán unas determinadas características que las harán más o menos propicias para determinadas aplicaciones. Las más utilizadas actualmente son:

- Silicio Monocristalino (mc-Si)
- Silicio Policristalino (pc-Si)
- Silicio Amorfo (a-Si)
- Película Delgada de Telururo de Cadmio (pd-CdTe)
- Película Delgada Cobre, Indio, Galio y Selenio (pd-CIGS)

A continuación se muestra una tabla comparativa según eficiencia, coste y aplicaciones de las diferentes células fotovoltaicas.

## Características de las células fotovoltaicas

Tipo	Eficiencia (%)	Coste ( $\frac{\$}{W}$ )	Aplicaciones
<i>mc-Si</i>	17-21	0.15-0.20	Residencial y a gran escala
<i>pc-Si</i>	15-18	0.20-0.25	Residencial y bombeo de agua
<i>a-Si</i>	8-12	0.10-0.20	Flexibles y de bajo coste
<i>pd-CdTe</i>	17-18	0.20-0.35	A gran escala y escasa luminosidad
<i>pd-CIGS</i>	18-29	0.30-0.40	Superficies curvas: edificios, móviles, etc

Tabla 1.1: Características de las células fotovoltaicas tomado de [6].

Además de las citadas células fotovoltaicas, los paneles poseen interconexiones ya sean en serie o paralelo para generar la potencia eléctrica deseada. También están protegidas y encapsuladas mediante marcos reforzados y cristal templado para mantener las células protegidas de los factores ambientales.

### 1.2.3. Inversor

El inversor es el elemento de la instalación que se encarga de la conversión de la energía procedente de los módulos fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna, la utilizada para el consumo y transporte, entre otras funcionalidades.

La corriente que generan los módulos fotovoltaicos se caracteriza por que la dirección del flujo de electrones es constante y unidireccional, teniendo así una magnitud constante en el tiempo para un escenario en concreto.

La corriente alterna en cambio se describe comúnmente como una onda sinusoidal que varía la magnitud de la tensión y la intensidad de forma periódica. También cambia de dirección 2 veces por ciclo.

La conversión de la corriente se realiza mediante dispositivos semiconductores como son los transistores. Los transistores se activan y desactivan de manera periódica y controlada, de forma que durante medio ciclo unos transistores hacen que la corriente fluya en una dirección y durante el otro medio ciclo, otros transistores hacen que la corriente fluya en dirección opuesta, conformando así un ciclo completo de onda sinusoidal y por tanto de corriente alterna.

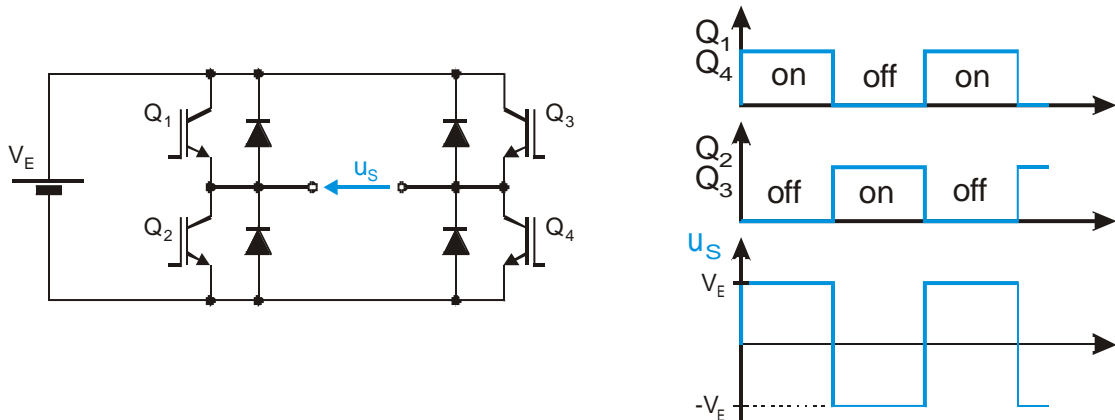


Figura 1.6: Esquema de funcionamiento de inversor de puente completo tomado de [7]

Para ilustrar el funcionamiento de un inversor se muestra la actuación de un inversor de puente completo. Teniendo en cuenta que este modelo de inversor es sumamente simple y carece de precisión y protección para la conexión a red. La coordinación entre transistores permiten o no la conducción de corriente según el instante en el que se encuentra dentro de la duración del ciclo de la onda deseada, lo que determinará la frecuencia de la misma. Se observa que se consigue obtener una onda cuadrada de corriente alterna.

Los transistores más utilizados son:

- Transistores IGBT

Los Transistores Bipolares de Puerta Aislada, por sus siglas en inglés IGBT. Estos basan su funcionamiento en la conducción de la corriente entre dos terminales llamados emisor y colector (E y C), bajo las condiciones deseadas mediante la aplicación de tensiones entre estos y el tercer terminal llamado puerta (G). Especialmente útil en aplicaciones que requieran de alta precisión y alta capacidad, es decir capaz de transmitir corrientes elevadas.

- Transistores MOSFET

Los Transistores de Efecto de Campo Metal-Oxido-Semiconductor, por sus siglas en inglés MOSFET. Estos basan su funcionamiento en la conducción de la corriente entre dos terminales llamados fuente y drenador (S y D), bajo las condiciones deseadas mediante la aplicación de tensiones entre estos y el tercer terminal llamado puerta (G). Por lo general tienen alta eficiencia y son adecuados para aplicaciones de poca potencia.

El inversor posee otras funcionalidades para asegurar su correcto funcionamiento.

### *1.3. Problemas que se producen en la inyección a red de baja tensión sin comunicación entre las partes y como se solucionan en el sistema de alta tensión.*

Poseen sistemas de protección que detectan y responden a condiciones anormales. Esto protege el inversor contra situaciones ya sean puntuales o sostenidas en el tiempo que puedan dañar el mismo.

Las herramientas de monitoreo nos proporcionan datos como la producción de energía, el estado de funcionamiento y las condiciones del sistema, especialmente interesante para el caso de conexión a red.

Los inversores destinados a la conexión a red en Europa deben tener sistemas que permitan la sincronización necesaria para la inyección de energía en condiciones normales de la red, como son principalmente tensión a 230 V y frecuencia a 50 Hz con ciertos márgenes de tolerancia.

### **1.3. Problemas que se producen en la inyección a red de baja tensión sin comunicación entre las partes y como se solucionan en el sistema de alta tensión.**

La creciente utilización de instalaciones fotovoltaicas en viviendas representa una transición hacia fuentes de energía más sostenibles. Sin embargo, la inyección de energía fotovoltaica a la red de baja tensión no está exenta de repercusiones. Este apartado se enfoca en la evaluación de los impactos específicos asociados a la inyección de instalaciones fotovoltaicas a la red.

La inyección de energía a la red de baja tensión procedente de instalaciones fotovoltaicas supone diversos aspectos adversos asociados a la ausencia de coordinación entre las instalaciones generadoras y la propia red. Las centrales transformadoras que proporcionan suministro a los consumidores de la red de baja tensión se autorregulan mediante software de simulación muy avanzados que permite realizar cálculos dinámicos de los diversos aspectos de la red, con el fin de mantener una cierta estabilidad de la misma. Para estos cálculos se utilizan principalmente series de datos históricos y el control permanente de estado de la red mediante sensores en varios puntos de la red. Como se ha comentado con anterioridad el ritmo de crecimiento de viviendas con instalaciones fotovoltaicas aumenta a un ritmo frenético. Por lo que prácticamente cada día se añaden instalaciones generadoras de poca capacidad específica pero que suponen un total considerable. Estas además rigen su comportamiento por la radiación solar incidente, la cual posee numerosos factores que la determinan, haciendo difícil preverla con exactitud y de manera continua. En específico las instalaciones fotovoltaicas suponen un problema añadido derivado de la conversión de corriente continua a alterna mediante los inversores. La tecnología que

permite esta conversión de energía lleva asociada la generación de armónicos, se denomina armónicos a las corrientes con frecuencia distinta a la deseada, en este caso la frecuencia de la red. Todos los inversores poseen un factor que indica el fabricante llamado distorsión armónica total también conocido por sus siglas en inglés THD, este factor representa la proporción entre la energía asociada a dichos armónicos y la correspondiente a la frecuencia de referencia.

En definitiva la variabilidad de la cantidad de energía inyectada y la introducción de armónicos a la red provoca diversos inconvenientes.

- Inestabilidad del voltaje. La variabilidad de la inyección de energía provoca desajustes en la calidad de la red lo que en ocasiones puede producir que el propio inversor al detectar ciertos parámetros fuera de los estándares se desconecta de la red. En los extremos de la estabilidad se encuentra la sobreexcitación y el hundimiento. En periodos de alta radiación solar las instalaciones fotovoltaicas trabajan a plena potencia, esto provoca el aumento de la tensión de inyección el cual es proporcional a la potencia inyectada. Esta sobreexcitación o sobrecarga de la red puede provocar daños a dispositivos electrónicos sensibles, degradación de los aislamientos y activación de dispositivos de protección como interruptores y fusibles, entre otros. Por el contrario el hundimiento se produce en caídas repentinas de la cantidad de energía inyectada. Este efecto puede provocar un comportamiento deficiente en dispositivos electrónicos y motores eléctricos.
- Inestabilidad de la frecuencia. La variación de la frecuencia produce importantes desajustes en diversos dispositivos. En general los dispositivos eléctricos y electrónicos se construyen para trabajar en cierto rango de frecuencia, una alteración de la misma puede provocar funcionamiento deficiente, problemas de sincronización y de eficiencia.

Ambos efectos suponen un empeoramiento de la calidad de la energía, efecto adverso y que se trata de evitar.

Las instalaciones fotovoltaicas a gran escala presentan exactamente los mismos inconvenientes y si no se controlaran provocarían una gran inestabilidad. A diferencia de las instalaciones domésticas, estas sí mantienen una comunicación constante con el estado de la red.

Entre las numerosas medidas que se pueden tomar para garantizar la inyección a red de las instalaciones de gran capacidad sin provocar perturbaciones se destacan:

- Sistemas de monitorización. Supervisan y recopilan datos de manera continua

de la generación de energía, la variabilidad climatológica y la eficiencia de los paneles.

- Inversores inteligentes. Aunque estos sí se dan en instalaciones domésticas, son mas complejos y avanzados en instalaciones a gran escala. Suelen incluir tecnologías de seguimiento del punto de máxima potencia y comunicación directa con sensores en distintos punto de la red. En estos casos la prevención es un factor importante, cuando se prevea una situación de posible inestabilidad cuanto antes se actué para evitarla más se mitigará o incluso se evita que ocurra, esto se denomina control predictivo.
- Almacenamiento de energía. La utilización de baterías u otros elementos de almacenamiento facilita la regulación. Especialmente en esos casos de irradiación máxima es cuando se debe almacenar la máxima cantidad de energía para luego verterla cuando haya déficit.

Como se ha descrito la inyección de energía a red presenta numerosos efectos adversos. El que consideraremos a lo largo de este estudio e intentaremos controlar es el efecto de la sobreexcitación o sobrecarga de la red efecto directo del aumento de la tensión de generación de la instalación fotovoltaica.

## 1.4. Micro-transformadores inteligentes

El término micro-transformadores inteligentes se refiere a aquellos transformadores eléctricos de capacidad limitada y que incorporan tecnologías avanzadas que permiten el control del mismo con el objetivo de conseguir un comportamiento óptimo respecto a las posibles situaciones del sistema en el que se implemente.

En primer lugar se define el transformador eléctrico como una maquina estática de corriente alterna que permite la transferencia de energía entre dos o mas circuitos mediante la inducción magnética y que es capaz de modificar los valores de tensión e intensidad proporcionalmente y sin variar la frecuencia para disponer de potencias iguales en ambos circuitos, descontando las perdidas. Sus principales componentes son un núcleo ferromagnético y tantos arrollamientos o bobinas como circuitos se quieran conectar. El modelo más simple comunica dos circuitos cada uno de los cuales tiene asociada una bobina, la primaria correspondiente al circuito que cede la potencia y la secundaria que corresponde con el circuito que la recibe. Estas bobinas se componen de conductores de distinta longitud. La proporción entre el número de arrollamientos del primario y el secundario determina la variación de la tensión y la intensidad. La perdida de energía durante la trasferencia tiene dos componentes principales, una asociada a la inducción magnética del núcleo y otra asociada a la resistencia eléctrica de las bobinas.

Una vez se ha ilustrado el funcionamiento básico de un transformador se debe tener en cuenta que el transformador al que nos referimos es bastante más complejo.

Se considera un microtransformador cuando la potencia máxima que es capaz de entregar tiene un valor aproximado de 10-20 kW.

A continuación se muestran las distintas herramientas de las que dispone un transformador inteligente para denominarse como tal.

- Monitorización en tiempo real. Es común que estos dispositivos estén equipados con sensores para llevar un control continuado de los parámetros del transformador y de los circuitos que conecta.
- Autodiagnostico. La monitorización permite analizar la situación del sistema de manera continua y prever posibles comportamientos anómalos o no deseados.
- Comunicación remota. En ocasiones los transformadores inteligentes tienen la capacidad de transferir y recibir datos sin conexión directa, con el objetivo de conocer la situación de otros puntos del circuito que puedan aportar información útil para el comportamiento óptimo.

Las herramientas descritas además permiten alcanzar altas eficiencias del transformador llegando a alcanzar valores del 98 o 99 %.

## 1.5. Motivaciones

Las motivaciones que llevan a considerar el tema de este trabajo de interés se dividen en dos partes.

En primer lugar se considera la implementación de todo tipo de energías renovables en la sociedad a todos los niveles, como una condición necesaria para el desarrollo humano sostenible. La historia contemporánea nos ha demostrado que el desarrollo humano está asociado directamente al consumo de energía, aquellas sociedades que poseen un índice de desarrollo humano (IDH) alto tienen un consumo elevado de energía. La generación asociada a fuentes de energía emisoras de los denominados gases de efecto invernadero han llevado a la civilización humana a alcanzar avances tecnológicos impensables hasta hace tan solo unas décadas. No obstante la liberación de estos gases de manera descontrolada y a gran escala, como mínimo desde la primera revolución industrial han llevado al planeta tierra a una

situación límite. En estos tiempos resulta bastante difícil no percibir las repercusiones del calentamiento global, el principal el aumento de la temperatura media que lleva mucho tiempo propiciando el deshielo de los polos, fenómenos climatológicos extremos, desertificación e inundaciones entre muchos otros. Considero que el único futuro posible para la humanidad pasa por el abandono de las fuentes de energía contaminantes o no será.

La segunda motivación esta relacionada con el modelo de sociedad que tenemos y el que una parte importante de mi generación quiere construir. Hoy en día el autoconsumo mediante energías renovables es un alternativa segura y ecológica al sistema de suministro convencional, y los numerosos avances en este campo llevarán en un futuro próximo a un cambio de paradigma. España es especialmente propicia para la adopción de instalaciones fotovoltaicas y generadores eólicos, lo cual puede propiciar una democratización de la energía. A nivel técnico la implementación de un sistema nacional de energía basado únicamente en energía renovables es totalmente plausible, a partir de esta premisa entran en juego numerosos factores, los principales son los económicos y de decisión política. Por desgracia el mercado eléctrico español se rige por un modelo de oligopolio en el que unas pocas empresas poseen un poder de decisión que afecta, negativamente en la mayoría de los casos, al conjunto de la sociedad. A colación cabe señalar el relativamente repentino interés de las compañías suministradoras en ofrecer a los usuarios la instalación de placas fotovoltaicas a precios atractivos o con estimaciones de la disminución de la factura. En la mayoría de casos el contrato entre las partes incluye cláusulas de limitación en la retribución de la energía generada y precios de venta de los mismos que se podrían considerar abusivos si los comparamos con los precios de mercado. La implantación de micro-transformadores inteligentes y el aumento de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo llevan sin duda a competir, en principio en desigualdad, con las compañías suministradoras, este efecto a gran escala puede repercutir en una reducción significativa de la cuota de mercado, situación que las compañías suministradoras tratarán de evitar a toda costa. Estas empresas están representadas por los denominados lobby, que la traducción sería grupos de presión, en la mayoría de instituciones gubernamentales con poder de decisión por lo que resulta difícil imaginar que vaya a cambiar la situación de oligopolio y practicas abusivas a corto plazo.

---

# Capítulo 2

## Metodología

En el presente capítulo se procede a describir la metodología usada para alcanzar los objetivos de este trabajo. Es decir, la descripción del modelo matemático usado: supuestos, simplificaciones y datos de entrada para el modelo (parámetros). Los valores numéricos concretos para todos los parámetros se proporcionan en el capítulo de Caso de Estudio.

### 2.1. Supuestos y simplificaciones

En este capítulo se exponen todos los supuestos y consideraciones para la obtención de los diferentes casos de estudio.

- Para las cargas del sistema se toma un factor de potencia en el rango  $[0.8, 0.99]$ . Y los resultados, en su mayor parte, se presentan de forma que el factor de potencia no cambia la forma de las gráficas (puede cambiar su valor numérico concreto), pero se mantiene la forma de las curvas. El factor de potencia, en muchos casos, actúa como un factor de escala para la gráfica mostrada.
- El usuario doméstico está conectado a la red de baja tensión alterna y monofásica, cuya tensión nominal es 230 V y varía entre los límites contemplados ( $\pm 7\%$ ), por el real decreto RD 1955/2000 Artículo 104, [8], para considerar las posibles situaciones de la red. Esta se verá representada por una fuente de tensión alterna de amplitud constante para cada caso de estudio.
- Los conductores de la acometida y la derivación individual, se consideran como líneas con impedancia compleja y de valor fijo.

- El consumo de la vivienda se modela como una impedancia compleja que varía su módulo en función de una variable que representa la potencia activa consumida por la vivienda.
- La instalación fotovoltaica se modela en 2 partes diferenciadas. La primera es un nodo de generación de corriente alterna variable que representa la potencia generada por los módulos fotovoltaicos. La segunda parte es una impedancia compleja variable que representa de forma conjunta las pérdidas del inversor y de los módulos fotovoltaicos, esta impedancia representa las pérdidas de potencia producidas por la conversión de energía, primero de solar a corriente continua y después a corriente alterna.
- El micro-transformador se modela con su equivalente aproximado y reducido al primario.

Utilizando los supuestos y simplificaciones anteriormente descritos, definimos a continuación las configuraciones que estudiaremos en el resto del documento:

1. La Configuración 1 compuesta por un usuario que tiene carga y placas fotovoltaicas.
2. La Configuración 2 compuesta por varios usuarios que tienen carga y placas fotovoltaicas.
3. La Configuración 3 compuesta por un usuario que tiene carga, placas fotovoltaicas y un micro-transformador que funciona asilando la vivienda
4. La Configuración 4 compuesta por varios usuarios que tienen carga, placas fotovoltaicas y uno o varios micro-transformadores que funcionan asilando las viviendas.

En lo que sigue se define la notación utilizada en las ecuaciones y los códigos de MATLAB, el modelo físico y las ecuaciones correspondientes.

## 2.2. Notación

En esta sección se describe la notación utilizada en las ecuaciones (primera columna), los códigos de MATLAB (notación entre paréntesis) y una breve descripción de cada término (índices, parámetros y variables).

## Índices y Conjuntos

$viv, VIV$  (viv) Índice y conjunto para las viviendas de los usuarios,  $viv \in VIV$ .

$pv, PV$  (pv) Índice y conjunto para las instalaciones fotovoltaicas,  $pv \in PV$ .

## Parámetros del sistema

$\overline{\cos(\varphi)}$  ( $\cos(\text{phisup})$ ) Cota superior del coseno del ángulo de desfase de la tensión respecto a la intensidad, es decir el factor de potencia máximo, (p.u.).

$\underline{\cos(\varphi)}$  ( $\cos(\text{phiinf})$ ) Cota inferior del coseno del ángulo de desfase de la tensión respecto a la intensidad, es decir el factor de potencia mínimo, (p.u.).

## Parámetros de la red

$\overline{V_0}$  ( $V_0(\text{sup})$ ) Cota superior de la variación del módulo de la tensión de alimentación de la red de baja tensión respecto al valor nominal del módulo de la tensión de alimentación, (p.u.).

$\underline{V_0}$  ( $V_0(\text{inf})$ ) Cota inferior de la variación del módulo de la tensión de alimentación de la red de baja tensión respecto al valor nominal del módulo de la tensión de alimentación, (p.u.).

## Variables de la red

$V_0$  ( $V(0)$ ) Módulo de la tensión de alimentación de la red de baja tensión, (V).

$I_{Rviv,pv}$  ( $IR(\text{viv},pv)$ ) Módulo de la intensidad de la red para una vivienda  $viv$  y una instalación fotovoltaica  $pv$  (A)

$S_{Rviv,pv}$  ( $SR(\text{viv},pv)$ ) Módulo de la potencia aparente de la red para una vivienda  $viv$  y una instalación fotovoltaica  $pv$  (A)

$\cos(\varphi_R)$  ( $\cos(\text{phiR})$ ) Coseno del ángulo desfase de la tensión respecto a la intensidad de la red, es decir el factor de potencia. (p.u.).

### Parámetros de las líneas de Acometida y Derivación individual

$Z_{AC_{viv}}$	(ZAc(viv)) Módulo de la impedancia compleja de la acometida que conecta la red de baja tensión con la derivación individual <i>viv</i> , ( $\Omega$ ).
$Z_{DI_{viv}}$	(ZDI(viv)) Módulo de la impedancia compleja de la derivación individual que conecta la acometida con la vivienda <i>viv</i> , ( $\Omega$ ).
$Z_{D_{viv}}$	(ZD(viv)) Módulo de la impedancia compleja conjunta de la acometida y de la derivación individual que conecta la red de baja tensión con la vivienda <i>viv</i> , ( $\Omega$ ).

### Parámetros de la vivienda

$\overline{P_{viv}}$	(Psup(supviv)) Cota superior de la potencia activa que consume la vivienda <i>viv</i> , (W).
$\underline{P_{viv}}$	(Pinf(viv)) Cota inferior de la potencia activa que consume la vivienda, (W).
$\overline{Z_L}$	(ZLsup(viv)) Cota superior de la impedancia de la carga que representa el consumo de la vivienda, ( $\Omega$ ).
$\underline{Z_{L_{viv}}}$	(ZLinf(viv)) Cota inferior de la impedancia de la carga que representa el consumo de la vivienda <i>viv</i> , ( $\Omega$ ).
$\overline{V_L}$	(VL(sup)) Cota superior de la tensión de la impedancia de la carga que representa el consumo de la vivienda, (p.u.).
$\underline{V_L}$	(VL(inf)) Cota inferior de la tensión de la impedancia de la carga que representa el consumo de la vivienda, (p.u.).
$\overline{I_{L_{viv}}}$	(ILsup(viv)) Cota superior de la intensidad de la impedancia de la carga que representa el consumo de la vivienda <i>viv</i> (A)

### Variables de la vivienda

$S_{L_{viv}}$	(SMax(viv)) Módulo de la potencia aparente que consume la vivienda del usuario <i>viv</i> , (VA).
$Z_{L_{viv}}$	(ZL(viv)) Módulo de la impedancia compleja de la carga que representa el consumo de la vivienda <i>viv</i> , ( $\Omega$ ).
$V_{L_{viv}}$	(VL(viv)) Módulo de la tensión de la impedancia de la carga que representa el consumo de la vivienda <i>viv</i> (V).

- $I_{L_{viv}}$  (IL(viv)) Módulo de la intensidad de la impedancia de la carga que representa el consumo de la vivienda *viv* (A)
- $\cos(\varphi_L)$  (cos(phiL)) Coseno del ángulo desfase de la tensión respecto a la intensidad de la carga, es decir el factor de potencia. (p.u.).

### Parámetros de la instalación fotovoltaica

- $\overline{P_{pv}}$  (Psup(pv)) Cota superior de la potencia activa que genera la instalación fotovoltaica *pv*, (W).
- $\underline{P_{pv}}$  (Pinf(pv)) Cota inferior de la potencia activa que genera la instalación fotovoltaica *pv*, (W).
- $\overline{V_{pv}}$  (Vpvsup(pv)) Cota superior del modulo de la tensión que es capaz de entregar la instalación fotovoltaica *pv*, (V).
- $\underline{V_{pv}}$  (Vpvinf(pv)) Cota inferior del modulo de la tensión que es capaz de entregar la instalación fotovoltaica *pv*, (V).
- $\eta_{pv}$  (eta(pv)) Rendimiento de la instalación fotovoltaica *pv*, (p.u.).

### Variables de la instalación fotovoltaica

- $S_{pv}$  (S(pv)) Módulo de la potencia aparente que genera la instalación fotovoltaica *pv*, (VA).
- $V_{pv}$  (V(pv)) Módulo de la tensión que es capaz de entregar la instalación fotovoltaica *pv*, (V).
- $I_{pv}$  (I(pv)) Módulo de la intensidad que es capaz de entregar la instalación fotovoltaica *pv*, (A).
- $Z_{pv_{pv}}$  (Zpv(pv)) Módulo de la impedancia compleja que representa todas las perdidas de la instalación fotovoltaica *pv*, (VA).
- $\cos(\varphi_{pv})$  (cos(hipv)) Coseno del ángulo desfase de la tensión respecto a la intensidad de la instalación fotovoltaica, es decir el factor de potencia. (p.u.).

### Variables que relacionan parámetros del sistema

- $\alpha$  (alfa) Representa la proporción que hay entre el módulo de la impedancia de la instalación fotovoltaica y el módulo de la impedancia compleja conjunta de la acometida y de la derivación individual, (p.u.).

- $\beta$  (beta) Representa la proporción que hay entre el módulo de la tensión de la instalación fotovoltaica y el módulo de la tensión de alimentación de la red de baja tensión, (p.u.).
- $\gamma$  (gamma) Representa la proporción que hay entre el módulo de la impedancia de la carga que representa el consumo de la vivienda y el módulo de la impedancia compleja conjunta de la acometida y de la derivación individual, (p.u.).
- $m$  (m) Representa la relación de transformación del micro-transformador que varia los módulos de la tensión y la intensidad de la impedancia de la carga que representa el consumo de la vivienda, (p.u.).

### Parámetros que definen las dimensiones del modelo

- $N_{viv}$  (N(viv)) Número de viviendas pertenecientes a una comunidad.
- $N_{pv}$  (N(pv)) Número de instalaciones pertenecientes a una comunidad.

## 2.3. Modelado

En esta sección se describe el sistema físico objeto de estudio, así como las ecuaciones matemáticas que lo describen en función de sus parámetros característicos.

### 2.3.1. Modelado de los elementos del sistema real

En este apartado se describirá el proceso de cálculo y consideraciones que se tienen en cuenta para calcular las características de los elementos del modelo matemático derivado del sistema real.

Se comienza enumerando los elementos del sistema:

- La red de baja tensión alterna y monofásica.
- Los conductores de acometida y derivación individual que conectan la(s) vivienda(s) con la red de baja tensión.
- La vivienda o viviendas en cuestión.
- La instalación fotovoltaica, compuesta por los módulos fotovoltaicos y el inversor.
- El micro-transformador situado en la rama de la vivienda.

En primer lugar se impone un factor de potencia (fdp) que es la forma más común de expresar el ángulo de desfase entre la tensión y la intensidad. Las impedancias del sistema se construyen a partir de dos datos, por una parte su factor de potencia, y por otra el módulo de la impedancia.

La red de baja tensión se representa mediante una fuente de tensión alterna de módulo  $V_0$  y ángulo constantes para cada caso particular de estudio. En algunos casos de estudio se realiza un análisis de sensibilidad para el módulo de la tensión de red.

Los conductores de acometida y derivación individual se representan mediante líneas de impedancia compleja y módulos constantes, su valor puede ser distinto de un caso de estudio a otro para adaptarlas a las condiciones particulares de cada caso, en concreto a los valores de potencia máxima admisible.

Para la acometida se ha escogido un conductor de aluminio de sección nominal  $50\text{mm}^2$  y se supone instalación enterrada por ser la más común en ciudad y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). Este conductor posee una resistividad

que ha sido extraída de [9]. Con la resistividad, el factor de potencia común y una longitud supuesta de 100 metros se calcula la impedancia compleja.

Para la derivación individual se ha escogido un conductor de cobre, que según el caso de estudio concreto, tiene una sección nominal de  $10\text{mm}^2$ ,  $16\text{mm}^2$ , o  $25\text{mm}^2$ , e instalación empotrada bajo tubo, con conductores unipolares y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), este conductor posee una resistividad que ha sido extraída de [9]. Con la resistividad, el factor de potencia común y una longitud supuesta de 20 m se calcula la impedancia compleja. Cabe destacar que se ha revisado que la caída de tensión no sea superior a los límites establecidos para viviendas unifamiliares y bloques de viviendas con contadores centralizados.

En ambos casos el valor de la impedancia  $Z$  se calcula con la expresión:

$$Z = 2 \cdot \text{Longitud} \cdot (R + j \cdot X), \text{ siendo } X = R \cdot \tan(\arccos(\text{fdp}))$$

La vivienda posee un consumo de potencia que se representa como una impedancia compleja de modulo variable y ángulo constante. El rango de valores de la impedancia se calcula según la formula  $\frac{V_{viv}^2}{S_{viv}}$ , para la tensión nominal de valor 230 V y los posibles valores de potencia activa de la vivienda con un mínimo de 100 W, que trata de reflejar la situación de consumo fantasma (se refiere al mínimo consumo que tiene una vivienda por las cargas de uso continuado) y el máximo definido por la previsión de carga para suministros monofásicos según el REBT para cada caso particular.

<i>Electrificación</i>	<i>Potencia (W)</i>	<i>Calibre interruptor general automático (IGA) (A)</i>
<i>Básica</i>	5 750	25
	7 360	32
<i>Elevada</i>	9 200	40
	11 500	50
	14 490	63

Figura 2.1: Escalones de potencia prevista en suministros de baja tensión, según [9].

La instalación fotovoltaica consta de dos partes diferenciadas. La primera es una fuente de tensión alterna de modulo variable y ángulo constante. La segunda es una impedancia compleja que aúna las pérdidas de los módulos fotovoltaicos en su conversión de energía fotovoltaica a energía eléctrica en corriente continua y las pérdidas del inversor en su conversión de energía eléctrica en corriente continua a energía eléctrica en corriente alterna.

El micro-transformador inteligente se representa con su circuito equivalente reducido al primario. Debido a la alta eficiencia de este tipo de transformadores no se consideran pérdidas de potencia.

### 2.3.2. Ecuaciones del modelo

A continuación se definen las ecuaciones que se utilizan para representar el sistema físico objeto de estudio. En su versión más básica: usuario doméstico en baja tensión con conexión a red, un micro-transformador en su acometida y una instalación fotovoltaica conectada en paralelo en una rama distinta a la del micro-transformador. El circuito equivalente para este sistema inicial (base) se representa en la Fig. 2.2.

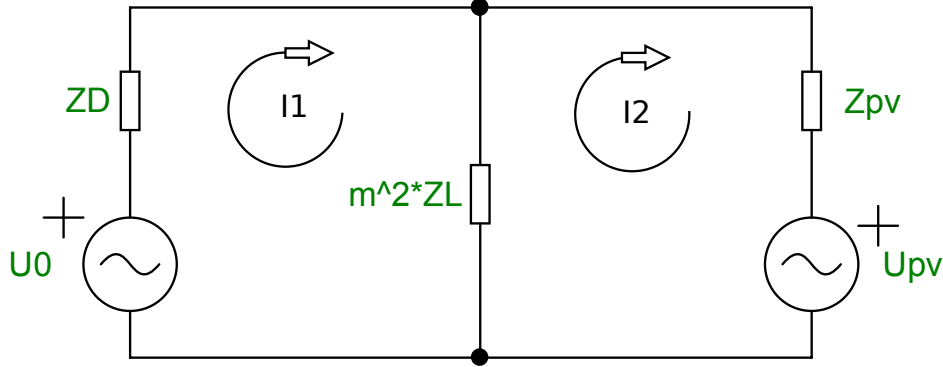


Figura 2.2: Circuito eléctrico del sistema.

El primer paso es identificar cuantas mallas o lazos cerrados hay en el circuito, en este caso se tienen 2 mallas con una rama común en la que se encuentra la carga de la vivienda y el micro-transformador reducido al primario.

Lo segundo es decidir una dirección para las corrientes del circuito, es pura suposición, pero como se verá más adelante tendrá repercusión en el signo de estas intensidades, lo que nos indicara la dirección real. Se supone que las intensidades de cada una de las dos mallas circulan en sentido horario.

Con las dos premisas anteriores se construyen las ecuaciones basadas en la Ley de las mallas de Kirchoff:

$$U_0 - Z_D \cdot I_1 - m^2 \cdot Z_L \cdot (I_1 - I_2) = 0 \quad (2.1)$$

$$-U_{pv} + m^2 \cdot Z_L \cdot (I_1 - I_2) - Z_{pv} \cdot I_2 = 0 \quad (2.2)$$

Reordenamos las ecuaciones pasando los términos correspondientes a las fuentes de tensión a la izquierda de la igualdad:

$$U_0 = I_1 \cdot (Z_D + m^2 \cdot Z_L) - I_2 \cdot m^2 \cdot Z_L \quad (2.3)$$

$$-U_{pv} = -I_1 \cdot m^2 \cdot Z_L + I_2 \cdot (Z_{pv} + m^2 \cdot Z_L) \quad (2.4)$$

Con esta disposición se puede construir un sistema de ecuaciones tal que:

$$\begin{pmatrix} Z_D + m^2 \cdot Z_L & -m^2 \cdot Z_L \\ -m^2 \cdot Z_L & Z_{pv} + m^2 \cdot Z_L \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} U_0 \\ -U_{pv} \end{pmatrix} = A \cdot \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \end{pmatrix} \quad (2.5)$$

Se procede a resolver el sistema de ecuaciones como producto de una matriz por un vector mediante la inversa de la matriz de impedancias.

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \end{pmatrix} = Inv(A) \cdot \begin{pmatrix} U_0 \\ -U_{pv} \end{pmatrix} \quad (2.6)$$

La inversa de un matriz se puede calcular como el cociente entre el adjunto y el determinante:

$$Inv(A) = \frac{Adj(A)}{Det(A)} \quad (2.7)$$

$$Det(A) = Z_D \cdot Z_{pv} + m^2 \cdot Z_L \cdot (Z_D + Z_{pv}) \quad (2.8)$$

$$Adj(A) = \begin{pmatrix} Z_{pv} + m^2 \cdot Z_L & m^2 \cdot Z_L \\ m^2 \cdot Z_L & Z_D + m^2 \cdot Z_L \end{pmatrix} \quad (2.9)$$

Obtenemos los valores de las intensidades de cada malla:

$$I_1 = \frac{(m^2 \cdot Z_L \cdot (U_0 - U_{pv}) + Z_{pv} \cdot U_0)}{(Z_D \cdot Z_{pv} + m^2 \cdot Z_L \cdot (Z_D + Z_{pv}))} \quad (2.10)$$

$$I_2 = \frac{(m^2 \cdot Z_L \cdot (U_0 - U_{pv}) - Z_D \cdot U_0)}{(Z_D \cdot Z_{pv} + m^2 \cdot Z_L \cdot (Z_D + Z_{pv}))} \quad (2.11)$$

La tensión en la carga  $U_L$  se construye de la siguiente forma:

$$U_L = (I_1 - I_2) \cdot m^2 \cdot Z_L \quad (2.12)$$

$$U_L = \frac{m^2 \cdot Z_L \cdot (Z_{pv} \cdot U_0 + Z_D \cdot U_{pv})}{(m^2 \cdot Z_L \cdot (Z_D + Z_{pv}) + Z_D \cdot Z_{pv})} \quad (2.13)$$

Como vemos, las tensiones e intensidades en la malla quedan representadas por números complejos. Y nos interesa estudiar como las diferentes combinaciones de valores (consumo de las cargas, generación PV, nivel de tensión de red, etc..) afectan a los resultados: tensiones, intensidades, potencias y pérdidas en todas las ramas. Con el objetivo de representar explícitamente esas relaciones definimos variables reales ( $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ) que las representan de forma explícita (se describen a continuación). Utilizar las variables  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  tiene la ventaja de que simplifica las expresiones matemáticas de los resultados, que pasan a tener una forma que consiste en el producto de dos términos, uno en el que se agrupan los valores complejos (valores utilizados

como base para el cálculo de  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ) y otro término que depende de las variables  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ , que son variables reales. De esa forma se puede estudiar el efecto de las diferentes configuraciones de valores estudiando el factor que sólo contiene valores reales. El principal inconveniente es que no permite representar configuraciones en las que  $Z_{pv}$  y  $Z_L$  tengan fases que varían de forma independiente. Podemos representar  $Z_{pv}$  y  $Z_L$  que tengan distintas fases, pero dentro de un mismo caso, la relación entre las fases se mantiene, es decir, si por ejemplo en un principio la relación de fases es de 1 a 1.3, podemos ir cambiando la fase en el análisis pero esa relación entre fases se mantiene siempre (no se pueden cambiar de forma independiente la fase de  $Z_{pv}$  por una parte y la de  $Z_L$  por la otra). Para cada caso se puede elegir la relación entre las fases, pero una vez elegida se mantiene para todos los resultados dentro de ese mismo caso.

A continuación se procede a relacionar las variables de tensión e impedancias entre ellas mediante la variable  $\alpha$  (alfa):

$$Z_{pv} = \alpha \cdot Z_D \quad (2.14)$$

La variable alfa relaciona directamente la impedancia conjunta de la acometida y la derivación individual con la impedancia de la instalación fotovoltaica, que aún a módulos fotovoltaicos e inversor.

$$U_{pv} = \beta \cdot U_0 \quad (2.15)$$

La variable beta relaciona directamente la tensión del inversor, es decir la tensión a la que se genera la potencia de la instalación fotovoltaica, con la tensión de la red.

$$Z_L = \gamma \cdot Z_D \quad (2.16)$$

La variable gamma relaciona directamente la impedancia de la carga que representa el consumo de la vivienda con la impedancia conjunta de la acometida y la derivación individual.

Resaltamos que las variables  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  son variables reales.

El próximo paso consiste en sustituir estas relaciones entre variables descritas por las expresiones (2.14), (2.15) y (2.16) en las expresiones de tensión e intensidad obtenidas con anterioridad, resultando:

$$U_L = U_0 \cdot \frac{\alpha + \beta}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \quad (2.17)$$

$$I_1 = \frac{U_0}{Z_D} \cdot \frac{1 - \beta + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \quad (2.18)$$

$$I_2 = \frac{U_0}{Z_D} \cdot \frac{1 - \beta - \frac{\beta}{m^2 \cdot \gamma}}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \quad (2.19)$$

En adelante las intensidades  $I_1$  e  $I_2$ , podrán ser referidas como  $I_R$  (intensidad de red) e  $I_{pv}$  (intensidad en la instalación PV), dado que son las corrientes que circulan por los elementos en cuestión, respectivamente la red y la instalación fotovoltaica.

#### Intensidad en la rama de la red $I_R$

$$I_R = \frac{U_0}{Z_D} \cdot \frac{1 - \beta + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \quad (2.20)$$

Como vemos en la expresión de  $I_R$ , (2.20), tenemos dos factores, un primer factor  $\frac{U_0}{Z_D}$  que corresponde a los parámetros con valor complejo, y un segundo factor  $\frac{1 - \beta + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}}$  que sólo tiene valores reales. Como el término complejo aparece como un término multiplicativo, eso nos permite simplificar el análisis considerando sólo el término con números reales en el que, por otra parte, hemos agrupado las variables ( $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ) que representan las relaciones entre los parámetros del sistema.

#### Intensidad en la rama de la instalación fotovoltaica $I_{pv}$

$$I_{pv} = \frac{U_0}{Z_D} \cdot \frac{1 - \beta - \frac{\beta}{m^2 \cdot \gamma}}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \quad (2.21)$$

A continuación se obtienen el resto de las magnitudes que necesitamos para el estudio en función únicamente de las variables obtenidos con anterioridad ( $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$ ), la variable  $m$  (relación de transformación) que gobierna el micro-transformador y algunos parámetros constantes característicos del sistema ( $\eta_{pv}$  y  $V_0$ ).

#### Intensidad en la carga $I_L$

$$I_L = I_1 - I_2 = \frac{U_0}{Z_D} \cdot \gamma \cdot m^2 \cdot \frac{\alpha + \beta}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \quad (2.22)$$

#### Potencia aparente de la carga $S_L$

$$S_L = U_L \cdot \bar{I}_L = U_0 \cdot \frac{\alpha + \beta}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \cdot \frac{\bar{U}_0}{\bar{Z}_D} \cdot \frac{1}{m^2 \cdot \gamma} \cdot \frac{\alpha + \beta}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \quad (2.23)$$

Simplificando la expresión anterior se obtiene:

$$S_L = \frac{|U_0|^2}{\bar{Z}_D} \cdot \frac{1}{m^2 \cdot \gamma} \cdot \frac{(\alpha + \beta)^2}{\left(1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}\right)^2} \quad (2.24)$$

**Potencia aparente de la instalación fotovoltaica  $S_{pv}$** 

$$S_{pv} = -U_{pv} \cdot \bar{I}_2 = -\frac{|U_0|^2}{\bar{Z}_D} \cdot \beta \cdot \frac{1 - \beta - \frac{\beta}{m^2 \cdot \gamma}}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \quad (2.25)$$

**Potencia aparente de la red  $S_R$** 

$$S_R = U_0 \cdot \bar{I}_1 = \frac{|U_0|^2}{\bar{Z}_D} \cdot \frac{1 - \beta + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \quad (2.26)$$

**Pérdidas en la impedancia de la instalación fotovoltaica  $Z_{pv}$** 

$$L_{pv} = Z_{pv} \cdot I_2 \cdot \bar{I}_2 = Z_{pv} \cdot |I_2|^2 = \alpha \cdot Z_D \cdot \left| \frac{U_0}{\bar{Z}_D} \right|^2 \cdot \left( \frac{1 - \beta - \frac{\beta}{m^2 \cdot \gamma}}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \right)^2 \quad (2.27)$$

**Rendimiento de la impedancia de la instalación fotovoltaica  $\eta_{pv}$** 

$$L_{pv}/S_{pv} = 1 - \eta_{pv} \quad (2.28)$$

$$1 - \eta_{pv} = \frac{\alpha}{\beta} \cdot \frac{\beta - 1 + \frac{\beta}{m^2 \cdot \gamma}}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \quad (2.29)$$

$$\alpha = \frac{1 - \eta_{pv}}{\eta_{pv} \cdot \left(1 + \frac{1}{m^2 \cdot \gamma}\right) - \frac{1}{\beta}} \quad (2.30)$$

Dado que  $\alpha$  representa la proporción entre la impedancia de la instalación fotovoltaica y la impedancia sumada de la acometida y la derivación individual, este valor debe ser siempre positivo ya que no tiene sentido una impedancia negativa en un circuito eléctrico.

$$\alpha \geq 0 \quad (\text{Condición de realización física})$$

Cabe destacar que esta condición implica, primero que las pérdidas de la instalación fotovoltaica sean positivas, lo cual es coherente y a su vez el término que podría cambiar de signo la expresión está elevado al cuadrado. Segundo que la potencia de la instalación fotovoltaica sea positiva, no siempre se cumple. Y por último que esta potencia sea la suficiente como para absorber esas pérdidas. Por todo ello habrá valores de las variables (matemáticamente) que no cumplirán esta condición.

Por ultimo se describe la influencia del micro-transformador en las magnitudes de la carga. Como ya se ha mencionado se ha recurrido al modelo del circuito equivalente del transformador reducido al primario. Se denotarán las magnitudes del primario con un subíndice 1 y las magnitudes del secundario con un subíndice 2.

$$U_{L2} = \frac{U_{L1}}{m} \quad (2.31)$$

$$I_{L2} = I_{L1} \cdot m \quad (2.32)$$

$$S_{L1} = S_{L2} \quad (2.33)$$

Resultan:

### Tensión en la carga $U_L$

$$U_L = \frac{U_0 \cdot \frac{\alpha + \beta}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}}}{m} \quad (2.34)$$

### Intensidad en la carga $I_L$

$$I_L = \frac{U_0}{Z_D} \cdot \gamma \cdot m^3 \cdot \frac{\alpha + \beta}{1 + \alpha + \frac{\alpha}{m^2 \cdot \gamma}} \quad (2.35)$$

En lo sucesivo siempre que se mencionen la tensión e intensidad de la carga ( $U_L$  e  $I_L$ ) se referirán a las magnitudes del secundario que son los valores de interés.

En definitiva se han obtenido 7 funciones de las magnitudes del sistema necesarias para conocer el funcionamiento del sistema:

1. Tensión en la rama de la carga  $U_L$  (2.34)

2. Intensidad en la rama de la carga  $I_L$  (2.35)

3. Potencia aparente en la rama de la carga  $S_L$  (2.24)

4. Intensidad en la rama de la instalación fotovoltaica  $I_{pv}$  (2.21)

5. Potencia aparente en la rama de la instalación fotovoltaica  $S_{pv}$  (2.25)

6. Intensidad de la red  $I_R$  (2.20)

7. Potencia aparente de la red  $S_R$  (2.26)

Todas las funciones anteriores son gobernadas por las 4 variables conocidas (alfa, beta, gamma, m), o por ( $\eta_{pv}$ , beta, gamma, m) ya que en (2.30) se ha expresado alfa en función de dichas variables y un parámetro de rendimiento ( $\eta_{pv}$ ).

Para los sistemas con más de una vivienda se necesitan consideraciones adicionales para algunas de las expresiones anteriores, que se comentan a continuación.

Los elementos que deben ser modificados son los que dependen del número de viviendas o del numero de instalaciones fotovoltaicas, es decir, las impedancias de la derivación individual, de la vivienda y de la instalación fotovoltaica. Para todos ellos se utilizará el equivalente Thevenin de la asociación en paralelo de los elementos en cuestión.

Dado una asociación de “n” elementos iguales en paralelo, Fig. 2.3, para los que se desprecia la impedancia de conexión, la cual corresponde con la impedancia añadida al disponer varios elementos conectados a un mismo nudo eléctrico.

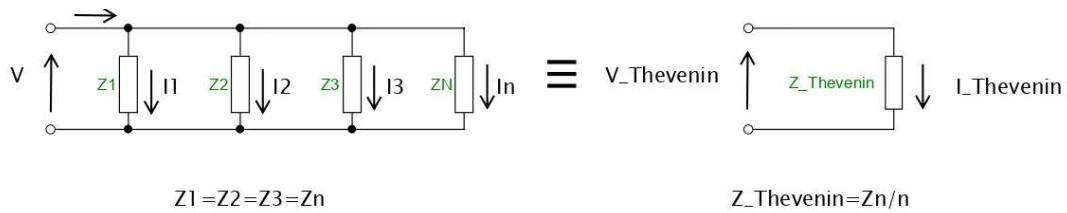


Figura 2.3: Circuito eléctrico equivalente por Thevenin para un sistema con varias viviendas con la misma impedancia de carga.

Y del equivalente Thevenin del circuito en la Fig. 2.3 se obtiene como resultado que:

$$U_{Thevenin} = U_{elemento} \tag{2.36}$$

$$I_{Thevenin} = \frac{I_{elemento}}{n} \tag{2.37}$$

$$Z_{Thevenin} = \frac{Z_{elemento}}{n} \tag{2.38}$$

A continuación se muestran las expresiones de las impedancias particularizadas

$$Z_{DI_{Thevenin}} = \frac{Z_{DI}}{n_{viv}} \quad (2.39)$$

$$Z_{L_{Thevenin}} = \frac{Z_L}{n_{viv}} \quad (2.40)$$

$$Z_{pv_{Thevenin}} = \frac{Z_{pv}}{n_{pv}} \quad (2.41)$$

Las expresiones particularizadas de la tensión y la intensidad no se muestran porque coinciden con las del caso base que ya se ha descrito anteriormente en este capítulo.

La implicación más directa corresponde con el rango de valores de las variables que dependen de las impedancias de línea. Serían  $\alpha$  y  $\gamma$ , debido a la expresión de alfa en función de las otras variables obtenida de la condición de realización física, únicamente varía el rango de  $\gamma$ .

$$Z_L = \gamma \cdot Z_D$$

siendo en este caso  $Z_D = Z_{AC} + \frac{Z_{DI}}{n_{viv}}$ .

Además de lo anterior, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) indica que para agrupaciones de viviendas se debe incluir una línea general de alimentación (LGA) que conecta la línea de la acometida con las líneas de derivaciones individuales. Resulta:

$$Z_D = Z_{AC} + Z_{LGA} + \frac{Z_{DI}}{n_{viv}}$$

La principal diferencia en relación al análisis para el caso con una única vivienda y el caso con múltiples viviendas está en el número de variables ( $\alpha, \beta, \gamma, m$ ). En el caso de múltiples viviendas necesitamos 4 variables para cada vivienda para poder representar sus valores de operación de forma independiente al resto de viviendas. Así, en el caso base de una única vivienda tenemos 4 variables mientras que si tenemos  $n$  viviendas tenemos  $4 \cdot n$  variables.

# Capítulo 3

## Caso de Estudio y Resultados

En este capítulo, los modelos descritos en el capítulo anterior se aplican a casos de estudio concretos con el objetivo de obtener valores numéricos y dar respuesta a las preguntas que se han planteado inicialmente, como por ejemplo: ¿en qué rango tendría que poder trabajar el micro-transformador? ¿cuál es el impacto en términos operativos (tensiones e intensidades)? ¿cuál es el potencial impacto en términos económicos (un mejor aprovechamiento de los excedentes de generación fotovoltaica)?

### 3.1. Definición de los Casos de Estudio

En primer lugar se debe definir una serie de modelos o casos de operación, mediante los cuales se intenta representar las configuraciones de funcionamiento más habituales para los usuarios domésticos y algunos no tan habituales pero que podrían producirse en algún momento (aunque sea en períodos cortos). Estos sistemas se caracterizan por tres factores principales que se definen a continuación:

- Potencia máxima de la vivienda  $P_{LMax}$  (W).
- Potencia máxima de la instalación fotovoltaica  $P_{pvMax}$  (W).
- Nivel de tensión de suministro de la red  $V_R$  (p.u.).

Los casos o modelos de operación se identifican con una secuencia de 3 números,  $PL.Ppv.nviv.$ , en la que  $PL$  corresponde con los escalones de potencia prevista según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para conexión a red de usuarios en

baja tensión y tomará valores entre 1 y 5,  $P_{pv}$  corresponde con la capacidad en kW de la instalación fotovoltaica y por último  $nviv$  que corresponde con el número de viviendas y tomará un valor mayor o igual que 1.

Una vez definidas las características fundamentales de los posibles sistemas se procede a comentar los valores que puedan tomar y como se relacionan entre sí, en particular cuáles varían de forma independiente para cada vivienda y cuáles son comunes a todas las viviendas.

La potencia máxima prevista según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, información definida por los escalones de potencia prevista 2.1 para las viviendas toma valores entre 5.75 y 14.49 kW. Siendo el primer valor el correspondiente a viviendas con el denominado grado de electrificación básico. Dicha denominación implica que la vivienda en cuestión debe tener características que se ajusten al consumo, lo que implica un número máximo de puntos de alumbrado, un número máximo de puntos de utilización de tomas de corriente y debe permitir la utilización de aparatos de uso común; todo ello limita principalmente las dimensiones de la vivienda. Debido a lo expuesto las viviendas con grado de electrificación básica son las más comunes y representan un elevado porcentaje del total. A medida que aumenta la potencia máxima prevista de la vivienda, en consonancia con lo descrito, usualmente aumenta la superficie de la vivienda. Uno de los condicionantes para considerar un grado de electrificación elevada ( $P_{max} \geq 9200$  W) que plantea el Reglamento (REBT) es que la vivienda tenga una superficie superior a  $160 m^2$ , según el instituto nacional de estadística (INE) considerado el mayor compilador de datos nacional, en torno a tres cuartas partes de las viviendas poseen una superficie entre 60 y  $150 m^2$ , dato extraído de [10]. En consecuencia las viviendas con grado de electrificación elevada se consideran poco comunes y este efecto aumenta en relación a la potencia prevista.

La potencia máxima o capacidad de la instalación fotovoltaica suele estar relacionada directamente con el consumo de la vivienda en cuestión y por ende con su grado de electrificación. También se debe considerar el espacio requerido para los módulos fotovoltaicos. Suponiendo un factor de potencia pico respecto a la superficie de los módulos aproximado de  $250 W/m^2$ , por cada kilovatio de capacidad instalada se requerirán unos 4 metros cuadrados de superficie. De modo orientativo una instalación de 5 kW supondría una superficie de 20 metros cuadrados, una de 10 kW una superficie de 40 metros cuadrados y una instalación de 20 kW una superficie de 80 metros cuadrados, cabe destacar que en este cálculo aproximado no se ha considerado el aumento del espacio necesario debido a sombras, caminos de acceso, etc.. por lo que en la práctica la superficie probablemente será un poco mayor.

Con respecto al número de viviendas, el Instituto Nacional de Estadística (INE) indica en [11] que aproximadamente el 30 % de las viviendas son unifamiliares, el 3 % edificios de dos viviendas y el 66 % edificios con 3 o más viviendas, el 1 % restante

corresponde con edificios destinados a otros usos.

Como se ha indicado anteriormente, los casos de estudio se construyen para representar las configuraciones de operación más probables y por otra también configuraciones extremas aunque poco probables. De las viviendas unifamiliares se supone una superficie prevista para la instalación fotovoltaica considerablemente superior a la de los conjuntos de viviendas, especialmente para aquellos con más de una planta, por la superficie del tejado que corresponde a cada usuario, en consecuencia es común que las viviendas unifamiliares tengan la posibilidad de poseer instalaciones fotovoltaicas de mayor capacidad. A esto hay que añadir la potencia prevista para la vivienda dada, la cual tendrá una superficie superior de tejado (asociada a una superficie de la vivienda mayor) y por tanto será más común una instalación fotovoltaica de capacidad superior y una potencia prevista para la vivienda también superior. En el extremo opuesto se encuentran los bloques de viviendas de los que se supone una superficie prevista para la instalación fotovoltaica reducida así como una potencia prevista para cada vivienda en general menor que para viviendas unifamiliares. Existen casos de bloques de viviendas con grado de electrificación elevada pero se consideran muy poco comunes.

A continuación se muestran los modelos de operación particularizados que se estudian en este documento:

### **3.1.1. Modelos de viviendas individuales**

#### **3.1.1.1. Modelo 1.1.1.**

Este caso se caracteriza por estar formado por una vivienda con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), y una instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 1 kW.

#### **3.1.1.2. Modelo 1.5.1.**

Este caso se caracteriza por estar formado por una vivienda con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), y una instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 5 kW.

**3.1.1.3. Modelo 1.10.1.**

Este caso se caracteriza por estar formado por una vivienda con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), y una instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 10 kW.

**3.1.1.4. Modelo 1.20.1.**

Este caso se caracteriza por estar formado por una vivienda con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), y una instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 20 kW.

**3.1.1.5. Modelo 3.5.1.**

Este caso se caracteriza por estar formado por una vivienda con la potencia prevista del tercer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (9200W), y una instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 5 kW.

**3.1.1.6. Modelo 3.10.1.**

Este caso se caracteriza por estar formado por una vivienda con la potencia prevista del tercer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (9200W), y una instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 10 kW.

**3.1.1.7. Modelo 3.20.1.**

Este caso se caracteriza por estar formado por una vivienda con la potencia prevista del tercer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (9200W), y una instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 20 kW.

**3.1.1.8. Modelo 5.5.1.**

Este caso se caracteriza por estar formado por una vivienda con la potencia prevista del quinto escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (14490W), y una instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 5 kW.

#### **3.1.1.9. Modelo 5.10.1.**

Este caso se caracteriza por estar formado por una vivienda con la potencia prevista del quinto escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (14490W), y una instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 10 kW.

#### **3.1.1.10. Modelo 5.20.1.**

Este caso se caracteriza por estar formado por una vivienda con la potencia prevista del quinto escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (14490W), y una instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 20 kW.

### **3.1.2. Modelos de conjuntos de viviendas**

#### **3.1.2.1. Modelo 1.12.2.**

Este caso se caracteriza por estar formado por dos viviendas con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), y dos instalaciones fotovoltaicas con una potencia instalada de 12 kW cada una.

#### **3.1.2.2. Modelo 1.6.4.**

Este caso se caracteriza por estar formado por cuatro viviendas con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), y cuatro instalaciones fotovoltaicas con una potencia instalada de 6 kW cada una.

#### **3.1.2.3. Modelo 1.5.6.**

Este caso se caracteriza por estar formado por seis viviendas con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), y seis instalaciones fotovoltaicas con una potencia instalada de 5 kW cada una.

#### 3.1.2.4. Modelo 1.4.6.

Este caso se caracteriza por estar formado por seis viviendas con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), y seis instalaciones fotovoltaicas con una potencia instalada de 4 kW cada una.

#### 3.1.2.5. Modelo 1.3.10.

Este caso se caracteriza por estar formado por diez viviendas con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), y diez instalaciones fotovoltaicas con una potencia instalada de 3 kW cada una.

#### 3.1.2.6. Modelo 1.2.14.

Este caso se caracteriza por estar formado por diez viviendas con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), y diez instalaciones fotovoltaicas con una potencia instalada 2 kW cada una.

## 3.2. Resumen de los Modelos en los Casos de Estudio

Seguidamente se resumen en la Tabla 3.1 los valores característicos para todos los casos de estudio considerados: identificador del caso de estudio, potencia contratada, capacidad nominal de la instalación fotovoltaica y número de viviendas.

Modelo	Potencia de la vivienda (kW)	Potencia de la instalación PV (kW)	Número de viviendas
1.1.1.	5.75	1.00	1
1.5.1.	5.75	5.00	1
1.10.1.	5.75	10.00	1
1.20.1.	5.75	20.00	1
3.5.1.	9.20	5.00	1
3.10.1.	9.20	10.00	1
3.20.1.	9.20	20.00	1
5.5.1.	14.49	5.00	1
5.10.1.	14.49	10.00	1
5.20.1.	14.49	20.00	1
1.12.2.	5.75	12.00	2
1.6.4.	5.75	6.00	4
1.5.6.	5.75	5.00	6
1.4.6.	5.75	4.00	6
1.3.10.	5.75	3.00	10
1.2.14.	5.75	2.00	14

Tabla 3.1: Modelos para los Casos de Estudio.

### 3.3. Parámetros del modelo

En esta sección se copilan los valores numéricos de todos los parámetros que componen el modelo. Algunos de estos parámetros corresponden a los rendimientos y cotas del sistema. En todos los casos se han tomado los valores en consonancia con el estado de la técnica actual. A los parámetros más relevantes susceptibles de cambiar su valor primero se les asigna un valor inicial y posteriormente se realiza un análisis de sensibilidad sobre su valor definiendo un rango en el que puede tomar valores habitualmente, esto se describe en el documento con más detalle más adelante.

Parámetros del sistema	Valor	Unidad	Referencia
$\overline{\cos(\varphi)}$	0.99	adim	Asumido por el autor
$\underline{\cos(\varphi)}$	0.8	adim	Asumido por el autor

Tabla 3.2: Parámetros del sistema

Parámetros de la red	Valor	Unidad	Referencia
$\overline{V_0}$	1.07	p.u.	R.D. 1955/2000
$\underline{V_0}$	0.93	p.u.	R.D. 1955/2000

Tabla 3.3: Parámetros de la red

Parámetros de las líneas	Valor	Unidad	Referencia
$Z_{AC_{viv}}$	0.1349	$\Omega$	R.E.B.T.
$Z_{DI_{viv1}}$	0.0877	$\Omega$	R.E.B.T.
$Z_{DI_{viv2}}$	0.0877	$\Omega$	R.E.B.T.
$Z_{DI_{viv3}}$	0.0548	$\Omega$	R.E.B.T.
$Z_{DI_{viv4}}$	0.0548	$\Omega$	R.E.B.T.
$Z_{DI_{viv5}}$	0.0351	$\Omega$	R.E.B.T.
$Z_{LGA_{viv}}$	0.0263	$\Omega$	R.E.B.T.

Tabla 3.4: Parámetros de las líneas de Acometida y Derivación Individual

Parámetros de la vivienda	Valor	Unidad	Referencia
$\overline{P_{viv1}}$	5750	W	R.E.B.T.
$\overline{P_{viv2}}$	7360	W	R.E.B.T.
$\overline{P_{viv3}}$	9200	W	R.E.B.T.
$\overline{P_{viv4}}$	11500	W	R.E.B.T.
$\overline{P_{viv5}}$	14490	W	R.E.B.T.
$\overline{P_{viv}}$	100	W	Asumido por el autor
$\overline{Z_{L_{viv1}}}$	8.74	$\Omega$	Asumido por el autor
$\overline{Z_{L_{viv2}}}$	6.83	$\Omega$	Asumido por el autor
$\overline{Z_{L_{viv3}}}$	5.46	$\Omega$	Asumido por el autor
$\overline{Z_{L_{viv4}}}$	4.37	$\Omega$	Asumido por el autor
$\overline{Z_{L_{viv5}}}$	3.47	$\Omega$	Asumido por el autor
$\overline{Z_L}$	502.55	$\Omega$	Asumido por el autor
$\overline{V_L}$	1.07	p.u.	R.D. 1955/2000
$\overline{V_L}$	0.93	p.u.	R.D. 1955/2000
$\overline{I_{L_{viv1}}}$	25	A	R.E.B.T.
$\overline{I_{L_{viv2}}}$	32	A	R.E.B.T.
$\overline{I_{L_{viv3}}}$	40	A	R.E.B.T.
$\overline{I_{L_{viv4}}}$	50	A	R.E.B.T.
$\overline{I_{L_{viv5}}}$	63	A	R.E.B.T.

Tabla 3.5: Parámetros de la vivienda

Parámetros de la instalación fotovoltaica	Valor	Unidad	Referencia
$\overline{P_{pv1}}$	1000	W	Asumido por el autor
$\overline{P_{pv2}}$	2000	W	Asumido por el autor
$\overline{P_{pv3}}$	3000	W	Asumido por el autor
$\overline{P_{pv4}}$	4000	W	Asumido por el autor
$\overline{P_{pv5}}$	5000	W	Asumido por el autor
$\overline{P_{pv10}}$	10000	W	Asumido por el autor
$\overline{P_{pv20}}$	20000	W	Asumido por el autor
$\overline{P_{pv}}$	0	W	Asumido por el autor
$\overline{V_{pv}}$	1.3	p.u.	Asumido por el autor
$\overline{V_{pv}}$	1	p.u.	Asumido por el autor
$\eta_{pv}$	0.9	adim	Asumido por el autor

Tabla 3.6: Parámetros de la instalación fotovoltaica

### 3.4. Estudio preliminar del sistema para una vivienda con potencia máxima contratada de 14490 W

Para este estudio preliminar se utiliza el modelo que corresponde con el ultimo escalón de potencia prevista en suministros de baja tensión, 2.1, (14490 W), debido a que este es el caso con mayor rango de Gamma. La tensión de la red toma su valor nominal (230 V). Y el objetivo es responder a las preguntas iniciales (rango de la relación de transformación necesaria, valores de tensiones, intensidades, potencias y pérdidas) mostrando cómo cambian los resultados con las variables que describen la relación entre los valores característicos del sistema ( $\beta, \gamma, m$ ). Para ello se considera el bloque correspondiente a esas variables en las expresiones (2.20)-(2.34). Y se realiza una análisis de sensibilidad en cada variable ( $\beta, \gamma, m$ ) considerando 10 valores por variable. La variable  $\alpha$  queda determinada por las condiciones de operación y el rendimiento de la generación fotovoltaica  $\eta_{pv}$ , que se toma como un valor fijo. Esos valores se toman como una partición uniforme dentro del rango de posibles valores para cada variable, que se construye a partir de los datos indicados en la Sección 3.3.

Para contemplar todas las situaciones posibles se ha recurrido a la combinatoria, en concreto a variaciones con repetición, dado que tenemos tres variables con diez valores cada una y pretendemos que se tengan en cuenta todas las combinaciones valga la redundancia, el resultado son  $10^3$  combinaciones (ya que son 10 valores por variable y 3 variables), en definitiva mil posibles configuraciones para el estudio preliminar.

En lo que sigue se muestran los principales resultados (tensiones, intensidades, potencias) para el sistema de estudio en este caso (una única vivienda con 14490 W de potencia contratada y generación fotovoltaica):

- Tensión en la rama de la carga  $U_L$

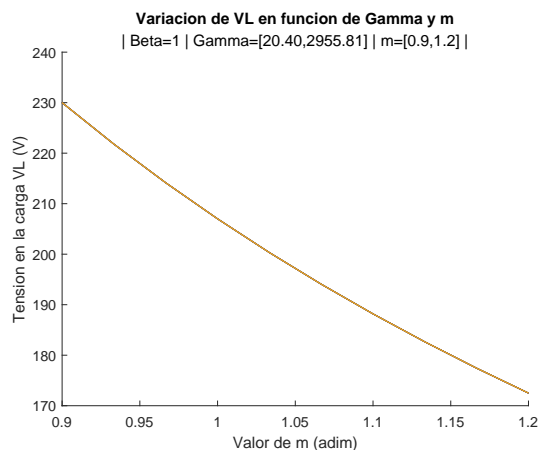


Figura 3.1: Variación de  $U_L$  en función de Gamma y m

En la gráfica anterior se representan las cien primeras situaciones, en las que Beta es fija y cambian los valores de Gamma y m. Solo se visualiza una curva porque resultan diez curvas iguales, una por cada valor de Gamma. Recordamos que estamos considerando el término correspondiente a las variables ( $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $m$ ) en las expresiones de tensiones, intensidades y potencias (sin considerar el factor complejo multiplicativo). Esto muestra que la forma de la curva de tensión en la carga no depende de la impedancia de la carga, aunque el valor numérico concreto de la tensión sí que depende de la impedancia de la carga.

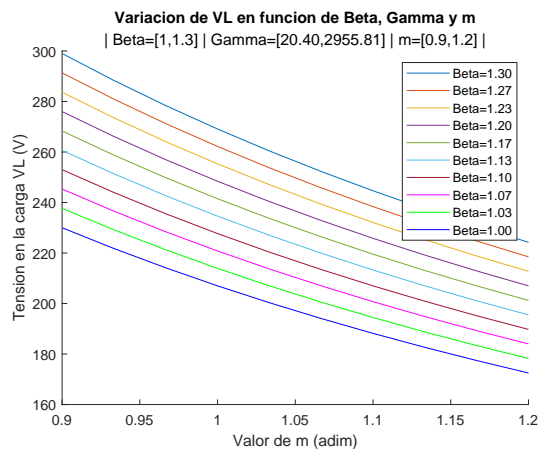


Figura 3.2: Variación de  $U_L$  en función de Beta, Gamma y m

Conclusión final para la Fig. 3.2,  $U_L$  es directamente proporcional a Beta e inversamente proporcional a m, y la forma de la curva no depende de Gamma. En definitiva la tensión en la carga es directamente proporcional al nivel de tensión del inversor e inversamente proporcional a la acción del micro-transformador.

- Intensidad en la rama de la carga  $I_L$

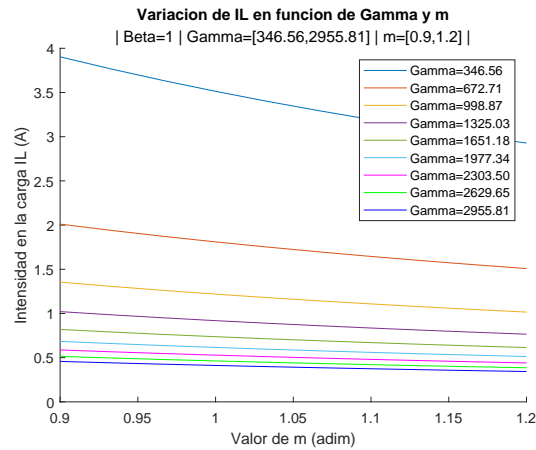


Figura 3.3: Variación de IL en función de Gamma y m

En la Fig. 3.3 se representan los valores de intensidad en la carga  $I_L$ , para un valor fijo de Beta, y valores cambiantes de Gamma y m en su rango. No se incluye la curva para el último valor de Gamma porque no permite la correcta visualización de la gráfica. En conclusión la intensidad en la carga es inversamente proporcional a la impedancia de la carga y a la acción del micro-transformador.

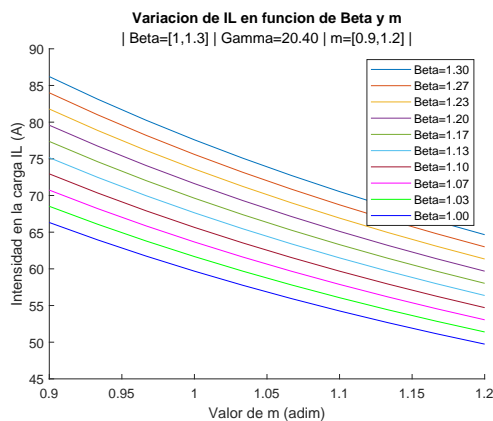


Figura 3.4: Variación de IL en función de Beta y m, con Gamma mínimo.

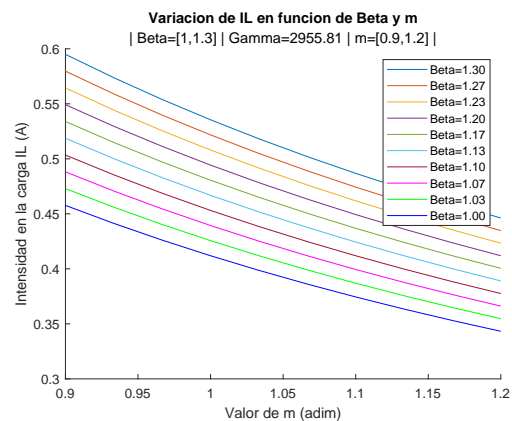


Figura 3.5: Variación de IL en función de Beta y m, con Gamma máximo.

En las Figs. 3.4 y 3.5 se muestran cien configuraciones en cada una, Beta y m variables. En la Fig. 3.4 Gamma toma su valor mínimo y en la Fig. 3.5 Gamma toma su valor máximo. Se visualizan diez curvas, una por cada valor de Beta en orden ascendente. Se observa que pese a la variación de ordenes de magnitud provocada por el valor de la impedancia de la carga, la dependencia parece ser igual en las dos gráficas. Las Figs. 3.4 y 3.5 muestran que  $I_L$  es directamente proporcional a Beta e inversamente proporcional a m y a Gamma. En definitiva, la intensidad en la carga es directamente proporcional al nivel de tensión del inversor e inversamente proporcional a la impedancia de la carga y a la acción del micro-transformador.

- Potencia aparente en la rama de la carga  $S_L$

Debido a que la Potencia aparente en la rama de la carga se obtiene del producto entre tensión e intensidad de la carga, las conclusiones son análogas a las ya comentadas para  $I_L$ . Para evitar duplicidades se remite al lector a las conclusiones anteriores, Sección 3.4.

- Intensidad en la rama de la instalación fotovoltaica  $I_{pv}$

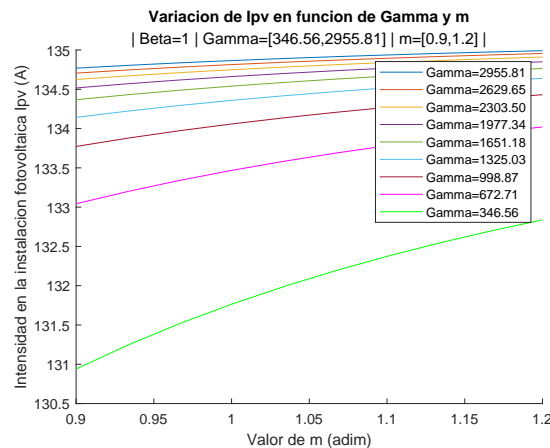


Figura 3.6: Variación de  $I_{pv}$  en función de Gamma y m

En la Fig. 3.6 se representan los valores de la intensidad en la rama de la instalación fotovoltaica, considerando el valor de Beta fijo, y los valores de Gamma y m cambiando en su rango. No se incluye la décima curva correspondiente al valor mínimo de Gamma, por cuestiones de visualización de la gráfica. En conclusión la intensidad en la instalación fotovoltaica es directamente proporcional a la impedancia de la carga y a la acción del micro-transformador.

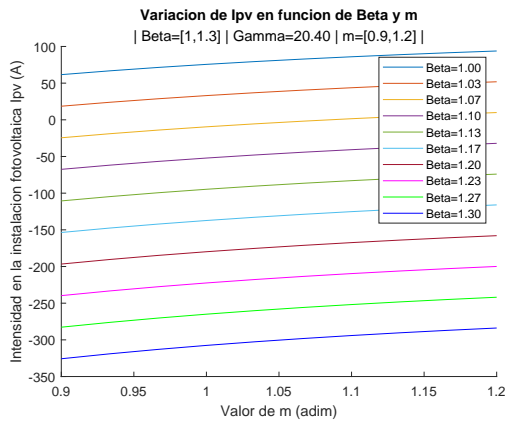


Figura 3.7: Variación de  $I_{pv}$  en función de Beta y m, con Gamma mínimo.

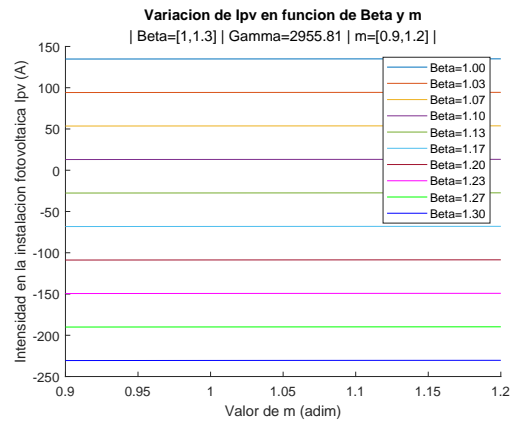


Figura 3.8: Variación de  $I_{pv}$  en función de Beta y m, con Gamma máximo.

En las Figs. 3.7 y 3.8 se muestran los valores de intensidad en la rama de la instalación fotovoltaica  $I_{pv}$ , correspondientes a valores de Beta y m variables, con Gamma en su valor mínimo en la Fig. 3.7 y Gamma en su valor máximo en la Fig. 3.8. Se visualizan diez curvas, una por cada valor de Beta en orden descendente. Resulta llamativa la diferencia de la tendencia en función de m entre las dos gráficas, para Gamma mínimo hay una diferencia medida entre valores de m extremos y Beta mínimo (función superior) de +30 A, en cambio para Gamma máximo y también Beta mínimo (función superior) la diferencia es de menos de 1 A.

Conclusión final para las Figs. 3.7 y 3.8,  $I_{pv}$  es inversamente proporcional a Beta y directamente proporcional a m y a Gamma (en términos relativos, no absolutos). También destaca que la influencia de m es inversamente proporcional al valor de Gamma. En definitiva, la intensidad en la instalación fotovoltaica es inversamente proporcional al nivel de tensión del inversor y directamente proporcional a la impedancia de la carga y a la acción del micro-transformador, además la influencia del micro-transformador es inversamente proporcional a la impedancia de la carga.

- Potencia aparente en la rama de la instalación fotovoltaica  $S_{pv}$

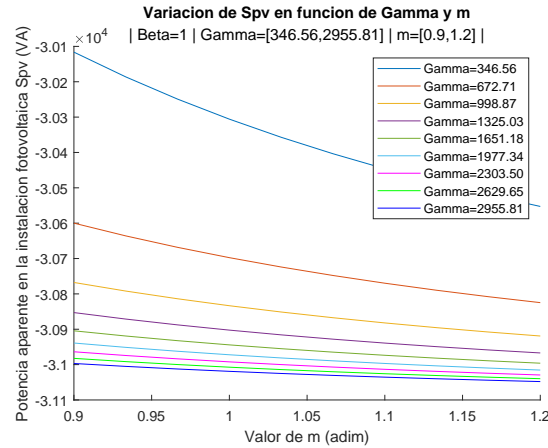


Figura 3.9: Variación de Spv en función de Gamma y m

En la Fig. 3.9 se representan los valores de la potencia aparente para la instalación fotovoltaica,  $S_{pv}$ . El valor de Beta es fijo y Gamma y m toman cambian de valor. La décima curva, corresponde al valor mínimo de Gamma no se ha incluido por cuestiones de visualización (valores del orden de -20 kVA). En conclusión la potencia aparente en la instalación fotovoltaica es inversamente proporcional a la impedancia de la carga y a la acción del micro-transformador.

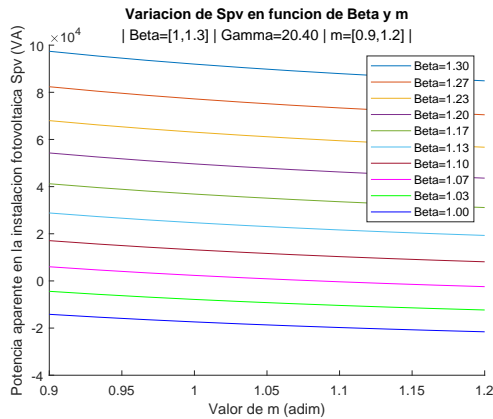


Figura 3.10: Variación de Spv en función de Beta y m, con Gamma mínimo.

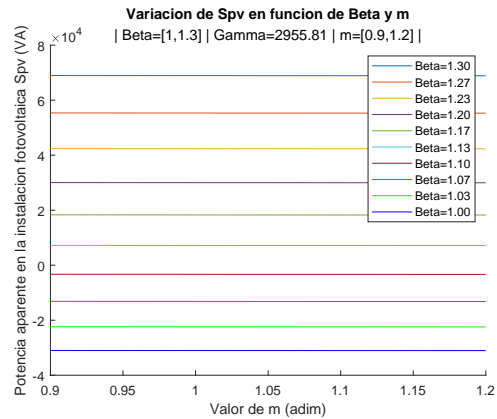


Figura 3.11: Variación de Spv en función de Beta y m, con Gamma máximo.

En las Figs. 3.10 y 3.11 se muestran los valores de potencia aparente en la instalación fotovoltaica  $S_{pv}$  para Beta y m variables. En la Fig. 3.10 se utiliza el valor mínimo de Gamma y en la Fig. 3.11 el valor máximo. Se visualizan diez curvas, una por cada valor de Beta en orden ascendente. Resulta llamativa la diferencia de la tendencia en función de m entre las dos gráficas, para Gamma mínimo hay una diferencia medida entre valores de m extremos y con Beta

mínimo (curva inferior) de +7 kVA, en cambio para Gamma máximo y también con Beta mínimo (curva inferior) la diferencia es de poco más de 50 VA.

Conclusión final para las Figs. 3.10 y 3.11,  $S_{pv}$  es directamente proporcional a Beta e inversamente proporcional a m y a Gamma, en términos relativos. También destaca que la influencia de m es inversamente proporcional al valor de Gamma. En definitiva, la potencia aparente en la instalación fotovoltaica es directamente proporcional al nivel de tensión del inversor e inversamente proporcional a la impedancia de la carga y a la acción del micro-transformador, además la influencia del micro-transformador es inversamente proporcional a la impedancia de la carga.

- Intensidad de la red  $I_R$

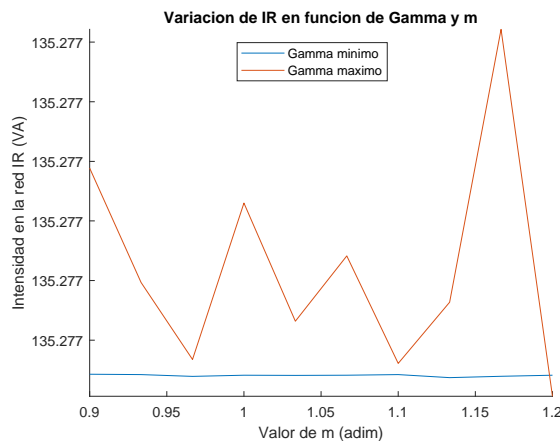


Figura 3.12: Variación de IR en función de Gamma y m

En la Fig. 3.12 se representan dos curvas (con 10 puntos cada una) correspondientes a la intensidad de la conexión a red  $I_R$ . Los valores de Beta y Gamma son fijos y m cambia su valor. Se visualizan dos curvas, una por cada valor extremo de Gamma, ambos con Beta mínimo. Los cambios en el valor de  $I_R$  con m en estos casos son del orden del épsilon de la máquina (menores a  $10^{-12}$ ). En conclusión, la forma de la curva la intensidad de la red no depende de la impedancia de la carga ni de la acción del micro-transformador, resaltamos que es la forma de la curva y no los valores numéricos concretos que sí que dependen de esos factores.

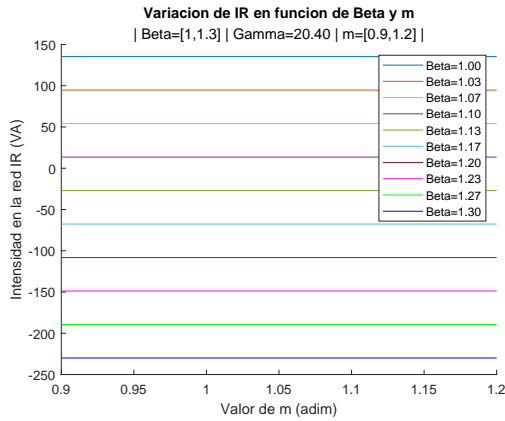


Figura 3.13: Variación de IR en función de Beta y m, con Gamma mínimo.

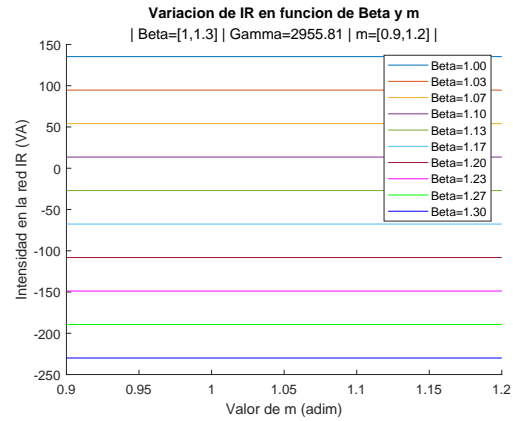


Figura 3.14: Variación de IR en función de Beta y m, con Gamma máximo.

En las Figs. 3.13 y 3.14 se muestran los valores de la intensidad (módulo normalizado) en la conexión a red para Beta y m variables. En la Fig. 3.13 se toma el valor mínimo de Gamma, y en la Fig. 3.14 el valor máximo. Se visualizan diez curvas, una por cada valor de Beta en orden descendente. Se puede observar que las dos gráficas son idénticas, aunque no se perciben a simple vista hay diferencias ínfimas, se observa que la forma de las curvas para  $I_R$  no depende de la impedancia de la carga. Resaltamos que los valores numéricos concretos de las curvas sí que dependen de la impedancia de carga.

Conclusión final para las Figs. 3.13 y 3.14,  $I_R$  es inversamente proporcional a Beta, en términos relativos. En definitiva, la intensidad de la red es inversamente proporcional al nivel de tensión del inversor.

- Potencia aparente de la red  $S_R$

Debido a que la Potencia aparente en la rama de la carga se obtiene del producto entre tensión e intensidad de la carga, las conclusiones son análogas a las que se han comentado para  $I_R$ . Para evitar duplicidades se remite al lector a las conclusiones anteriores en esta misma sección, Sección 3.4.

## 3.5. Limitaciones de Operación (tensiones, intensidades)

En esta sección se discuten los límites tanto físicos como técnicos que hay que considerar para una correcta operación de los sistemas en los casos de estudio. Estos límites incluyen condiciones como por ejemplo, que la impedancia de la instalación

fotovoltaica siempre sea mayor o igual a cero, y límites de tensiones e intensidades admisibles.

### 3.5.1. límites físicos

En este apartado se exponen los límites de naturaleza física, es decir los relacionados con las limitaciones que poseen los elementos del sistema real.

- **Condición de realización física ( $\alpha > 0$ ).**

La condición limita el valor de  $\alpha$  a que sea superior a cero (2.30). Esta variable, que a su vez es función de las otras variables, representa la proporción entre la impedancia de la instalación fotovoltaica y la impedancia conjunta de la acometida y la derivación individual, es por ello que carece de sentido una impedancia negativa en un escenario real. Este límite es invariable para cualquier situación del sistema.

- **límite de potencia activa consumida por la carga que representa el consumo de la vivienda  $S_L$ .**

Dado un sistema con una previsión de carga estipulada a partir de los escalones de potencia prevista en suministros de baja tensión tomado del Reglamento (REBT), [9], no debe ser posible que esta carga tenga un consumo superior al previsto por seguridad, las implicaciones serían sobrecalentamiento y el posible corte que llevarían a cabo las protecciones. Este límite tendrá el valor asignado por los escalones de potencia prevista para cada *viv* 2.1, propio para cada caso de estudio.

- **límite de potencia activa generada por la instalación fotovoltaica  $S_{pv}$ .**

Dado un sistema con una instalación fotovoltaica concreta, no es posible que esta instalación tenga una generación superior a la potencia máxima de los módulos fotovoltaicos. Este límite tendrá el valor asignado en función de la instalación fotovoltaica  $pv$ , propio para cada caso de estudio.

En lo sucesivo se van a mostrar gráficas y tablas de valores para asimilar las repercusiones de estas limitaciones físicas. Cabe destacar que estas limitaciones se aplican sobre el sistema previo al micro-transformador, debido a que la acción de este a través de la variable  $m$  no puede condicionar las potencias máximas de la vivienda y la instalación fotovoltaica. Este estudio se ha realizado con una tolerancia de las variables de valor cien, es decir se tienen cien valores para cada variable dentro del rango especificado en el apartado parámetros del modelo 3.3. El sistema se considera con tensión de la red 1.00 p.u.. Debido a que la condición de realización física es inherente a todos los casos de estudio se mostrará de manera conjunta primero con la

limitación por potencia consumida en la vivienda, y seguidamente con la limitación por potencia generada en instalación fotovoltaica.

### 1. límite de potencia consumida por la vivienda $S_L$ .

Con el fin de visualizar la magnitud  $S_L$  conceptualmente se ha escogido en primera instancia el límite de potencia que corresponde con el ultimo escalón de potencia prevista en suministros de baja tensión 2.1(14490 W).

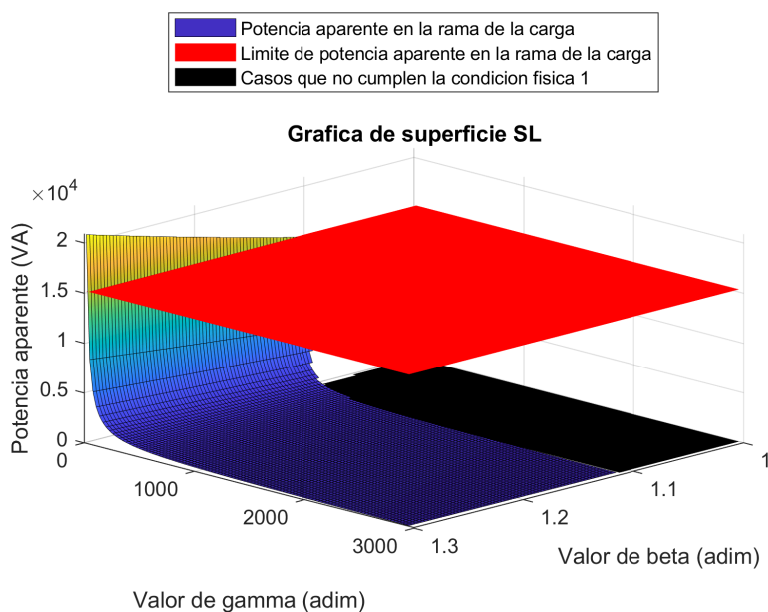


Figura 3.15: Gráfica de superficie  $S_L$  con límite máximo.

En la Fig. 3.15 se representa el valor de la magnitud de la potencia aparente de la carga que representa el consumo de la vivienda. Esta es función de las variables Beta, Gamma y  $m$ , y a su vez de la variable Alfa que es dependiente de las otras variables citadas. Además, como se ha comentado recientemente el micro-transformador no influye en los límites físicos y por tanto la variable que la gobierna,  $m$  es igual a uno. En consecuencia los valores que toma la función son dependientes únicamente de Beta y Gamma, en definitiva del nivel de tensión de la instalación fotovoltaica y del consumo de la vivienda.

La región que se muestra en color gradiente corresponde con aquellos valores de  $S_L$  que cumplen con la condición de realización física y su valor es el resultado de la aplicación de la formula (2.24).

A la región que incumple la condición de realización física se le ha asignado el color negro y para hacer ver que estos valores de  $S_L$  no son viables se les ha asignado el valor 0.

Por ultimo la región de color rojo es un valor invariable para cualesquiera que sean los valores de las variables. Esta región es el límite de potencia consumida por la vivienda a estudiar, como consecuencia divide la función de  $S_L$ , de color gradiente, en dos. Una que cumple con el límite de potencia consumida por la vivienda, la inferior, y otra que lo incumple, la superior.

A continuación se va a poner el foco en los valores de las variables y del consecuente valor de la función  $S_L$  para la situación de estudio más común, la cual corresponde con el primer escalón de potencia prevista en suministros de baja tensión 2.1(5750 W).

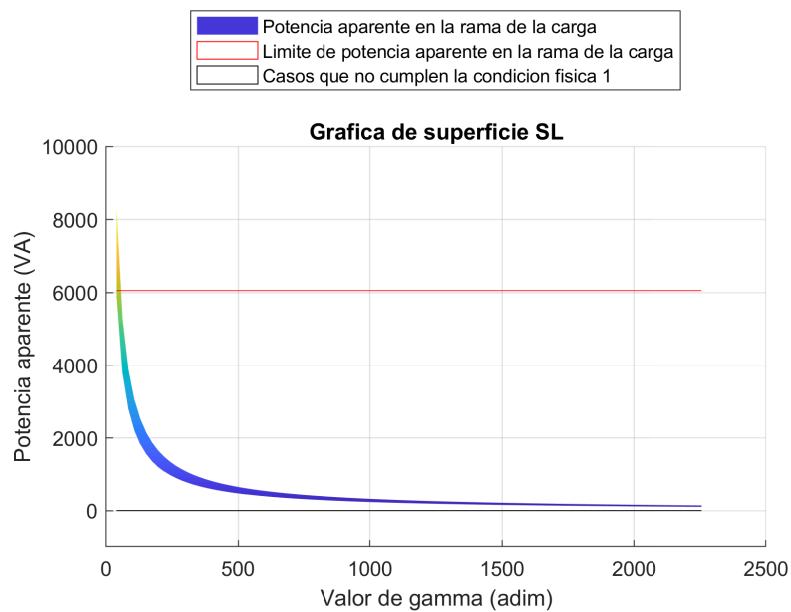


Figura 3.16: Perfil de la gráfica de superficie  $S_L$  con límite mínimo.

En el perfil representado en la Fig. 3.16 se observa claramente que el límite de  $S_L$ , de color rojo, y los valores asignados que incumplen la condición de realización física, de color negro, poseen un valor fijo en el eje Z (valor de  $S_L$ ), se ven representados como líneas al ser planos normales a la vista de la gráfica. En cambio en la función  $S_L$ , de color gradiente, se puede observar que hay una región con cierta superficie, lo que representa la mayor influencia de beta en esta región, que es la variable cuyo eje es normal a esta representación.

El límite de potencia de la vivienda crea rangos de Gamma con distintas implicaciones.

$$\begin{cases} \gamma \leq 39.25, & \text{Se supera el límite en todo el rango.} \\ \gamma \geq 39.25, & \text{No supera el límite en todo el rango.} \end{cases} \quad (3.1)$$

Cabe destacar que el valor de  $\gamma = 39.25$  pertenece a los dos rangos simultáneamente, por tanto para todos los casos que posean ese valor de gamma, serán los valores de beta los que determinen si efectivamente se cumple o no la condición.

Para concluir con las implicaciones del límite de potencia de la vivienda se va a visualizar la vista inferior de la gráfica de superficie de  $S_L$ . Esta vista es la idónea, debido a como se ha construido la gráfica, para visualizar los valores de beta.

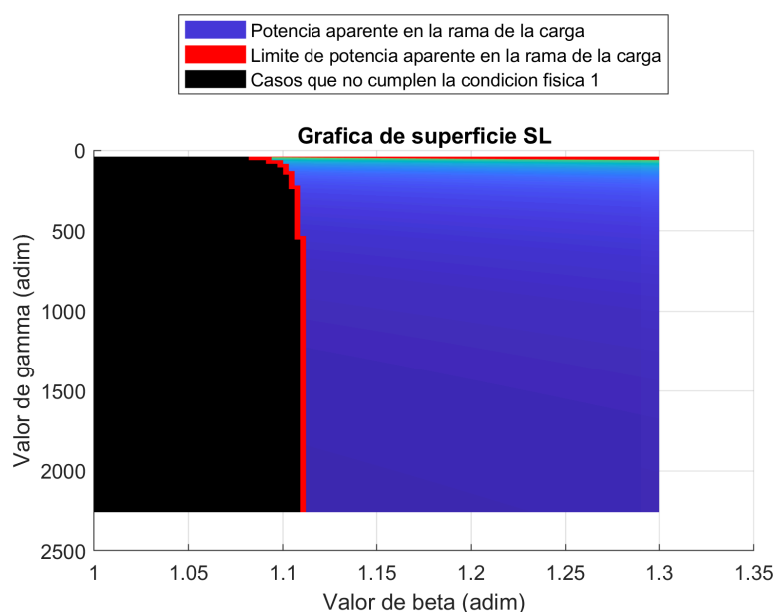


Figura 3.17: Vista inferior de la gráfica de superficie  $S_L$  con límite mínimo.

La vista inferior representada en la Fig. 3.17 nos impide ver directamente el valor de  $S_L$  respecto a beta, sin embargo al haber asignado colores a las distintas regiones se pueden llevar a cabo conclusiones certeras. En esta vista se observa la región negra, que corresponde con los valores que no cumplen con la condición de realización física, y se sitúan en el primer nivel (valor 0), esta región no se superpone con la función de  $S_L$ , de color morado. Por otra parte la región roja, tercer nivel (valor  $\frac{5750}{f_{dp}}$ ), secciona la función  $S_L$  como se ha mencionado en la vista de perfil, como resultado la región morada en esta vista inferior corresponde con los valores que se encuentran dentro del límite de potencia de la vivienda, segundo nivel, que toma todos los valores entre el primer y el tercer nivel. Por ultimo el cuarto nivel corresponde con la parte de la función de  $S_L$  que supera el límite de potencia, esta no es visible en esta vista.

Esta vista permite la comprobación de los rangos de Gamma expuestos anteriormente.

El límite de potencia de la vivienda y la condición de realización física crean rangos de beta con distintas implicaciones.

$$\beta = \begin{cases} [1, 1.0848), & \text{Se incumplen ambas restricciones} \\ (1.0848, 1.1121), & \text{Se cumplen o no las restricciones } (\gamma). \\ (1.1121, 1.3], & \text{Se cumple la condición de realización física} \end{cases} \quad (3.2)$$

El rango intermedio posee resultados que cumplen con las restricciones, el cumplimiento es función de las variables  $\gamma$ . De forma orientativa, el rango intermedio corresponde con los valores de tensión de 249.50 V y 255.78 V respectivamente. Lo cual implica que el nivel mínimo de tensión de la instalación fotovoltaica para cumplir el límite de potencia de la vivienda y la condición de realización física es de 249.50 V. Si se aumenta la eficiencia de la instalación fotovoltaica a 0.95 el valor se reduce a 236.28 V y en el extremo de 0.99 el valor se reduce a 230.00, efecto directo de la condición de realización física.

Con el objetivo de tener una visión global de las repercusiones del límite de potencia en la vivienda, a continuación se va a poner el foco en los valores de las variables y del consecuente valor de la función  $S_L$  para la situación que corresponde con el ultimo escalón de potencia prevista en suministros de baja tensión 2.1(14490 W).

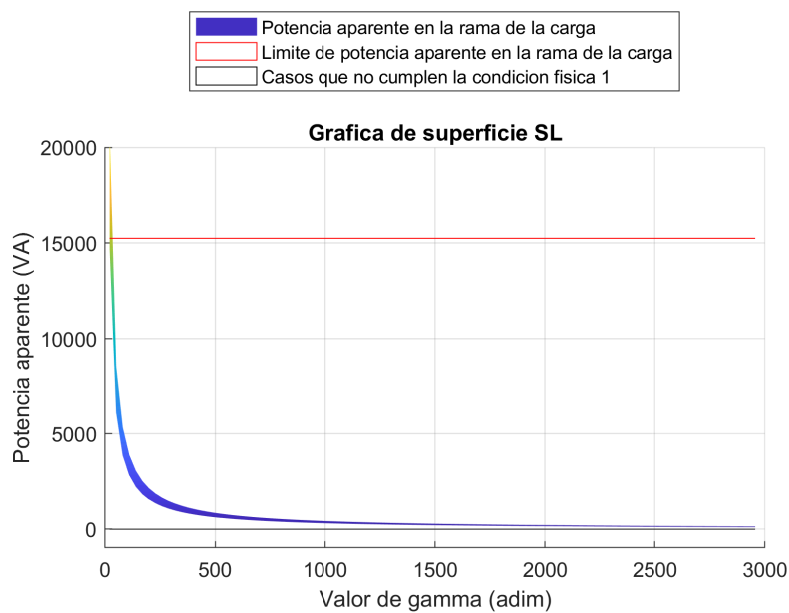


Figura 3.18: Perfil de la gráfica de superficie  $S_L$  con límite mínimo.

En el perfil representado en la Fig. 3.18 se observa claramente que el límite de  $S_L$ , de color rojo, y los valores asignados que incumplen la condición de realización física, de color negro, poseen un valor fijo en el eje Z (valor de  $S_L$ ), se ven representados como líneas al ser planos normales a la vista de la gráfica. En cambio en la función  $S_L$ , de color gradiente, se puede observar que hay una región con cierta superficie, lo que representa la mayor influencia de beta en esta región, que es la variable cuyo eje es normal a esta representación.

El límite de potencia de la vivienda crea rangos de Gamma con distintas implicaciones.

$$\begin{cases} \gamma \leq 20.40, & \text{Se supera el límite en todo el rango.} \\ \gamma \geq 20.40, & \text{No supera el límite en todo el rango.} \end{cases} \quad (3.3)$$

Cabe destacar que el valor de  $\gamma = 20.40$  pertenece a los dos rangos simultáneamente, por tanto para todos los casos que posean ese valor de gamma, serán los valores de beta los que determinen si efectivamente se cumple o no la condición.

Para concluir con las implicaciones del límite de potencia de la vivienda se va a visualizar la vista inferior de la gráfica de superficie de  $S_L$ . Esta vista es la idónea, debido a como se ha construido la gráfica, para visualizar los valores de beta.

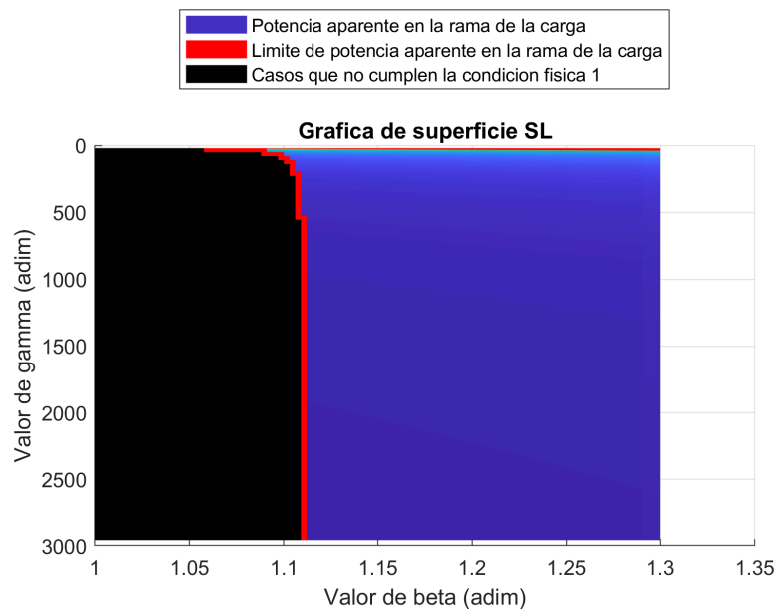


Figura 3.19: Vista inferior de la gráfica de superficie  $S_L$  con límite máximo.

La vista inferior representada en la Fig. 3.19 nos impide ver directamente el valor de  $S_L$  respecto a beta, sin embargo al haber asignado colores a las

distintas regiones se pueden llevar a cabo conclusiones certeras. En esta vista se observa la región negra, que corresponde con los valores que no cumplen con la condición de realización física, y se sitúan en el primer nivel (valor 0), esta región no se superpone con la función de  $S_L$ , de color morado. Por otra parte la región roja, tercer nivel (valor  $\frac{14490}{f_{dp}}$ ), secciona la función  $S_L$  como se ha mencionado en la vista de perfil, como resultado la región morado en esta vista inferior corresponde con los valores que se encuentran dentro del límite de potencia de la vivienda, segundo nivel, que toma todos los valores entre el primer y el tercer nivel. Por ultimo el cuarto nivel corresponde con la parte de la función de  $S_L$  que supera el límite de potencia, esta no es visible en esta vista.

Esta vista permite la comprobación de los rangos de Gamma expuestos anteriormente.

El límite de potencia de la vivienda y la condición de realización física crean rangos de beta con distintas implicaciones.

$$\beta = \begin{cases} [1, 1.0606), & \text{Se incumplen las restricciones} \\ (1.0606, 1.1121), & \text{Se cumplen o no las restricciones } (\gamma). \\ (1.1121, 1.3], & \text{Se cumple la condición de realización física} \end{cases} \quad (3.4)$$

Se observa que el máximo valor del primer rango tiene un valor inferior al caso con límite de 5750 W [1](#), el aumento del límite permite que se den casos que cumplan con las condiciones para valores inferiores de beta, es decir del nivel de tensión de la instalación fotovoltaica.

El rango intermedio posee resultados que cumplen con las restricciones, el cumplimiento es función de la variables  $\gamma$ . De forma orientativa, el rango intermedio corresponde con los valores de tensión de 243.94 V y 255.78 V respectivamente. Lo cual implica que el nivel mínimo de tensión de la instalación fotovoltaica para cumplir el límite de potencia de la vivienda y la condición de realización física es de 239.06 V. Si se aumenta la eficiencia de la instalación fotovoltaica a 0.95 el valor se reduce a 231.40 V y en el extremo de 0.99 el valor se reduce a 230.00, efecto directo de la condición de realización física.

## 2. límite de potencia generada por la instalación fotovoltaica *pv*.

Es necesario escoger un modelo de vivienda para configurar algunos parámetros de estudio (derivación individual). Se tiene una vivienda con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) [2.1](#) (5750W).

Con el fin de visualizar la magnitud  $S_{pv}$  conceptualmente se ha escogido en primera instancia, el límite de potencia que corresponde con el valor de 25 kW.

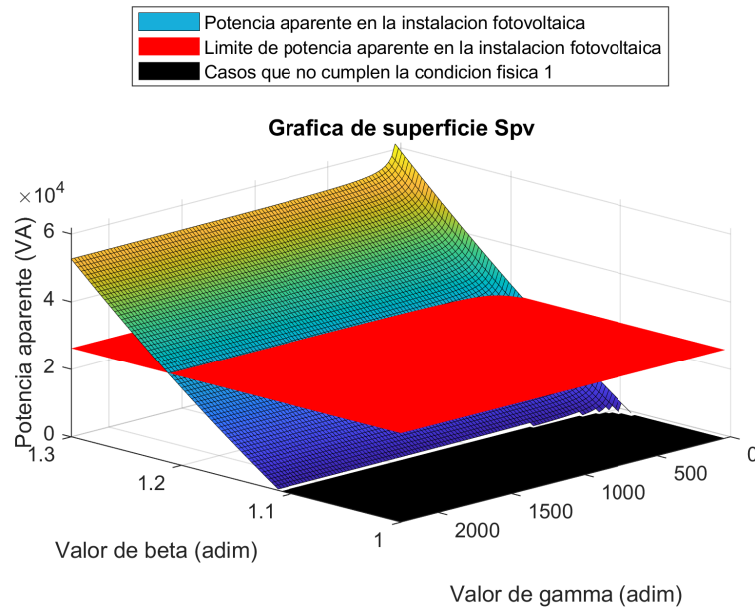


Figura 3.20: Gráfica de superficie  $S_{pv}$  con límite elevado.

En la gráfica de superficie de la Fig. 3.20 se representa el valor de la magnitud de la instalación fotovoltaica. Esta es función de las variables Beta, Gamma y  $m$ , y a su vez de la variable Alfa que es dependiente de las otras variables citadas. Además, como se ha comentado recientemente el micro-transformador no influye en los límites físicos y por tanto la variable que la gobierna  $m$ , es igual a uno. En consecuencia los valores que toma la función son dependientes únicamente de Beta y Gamma, en definitiva del nivel de tensión de la instalación fotovoltaica y del consumo de la vivienda.

La región que se muestra en color gradiente corresponde con aquellos valores de  $S_{pv}$  que cumplen con la condición de realización física y su valor es el resultado de la aplicación de la fórmula (2.25).

A la región que incumple la condición de realización física se le ha asignado el color negro y para hacer ver que estos valores de  $S_{pv}$  no son viables se les ha asignado el valor 0.

Por último la región de color rojo es un valor invariable para cualesquiera que sean los valores de las variables. Esta región es el límite de potencia de la instalación fotovoltaica a estudiar, como consecuencia divide la función de  $S_{pv}$ , de color gradiente, en dos. Una que cumple con el límite de potencia de la instalación fotovoltaica, la inferior, y otra que lo incumple, la superior.

A continuación se va a poner el foco en los valores de las variables y del consecuente valor de la función  $S_{pv}$  para algunas de las situaciones de estudio, las cuales corresponden con los valores de 1, 5 y 10 kW.



Figura 3.21: Perfil de la gráfica de superficie  $S_{pv}$  con límite de 5 kW.

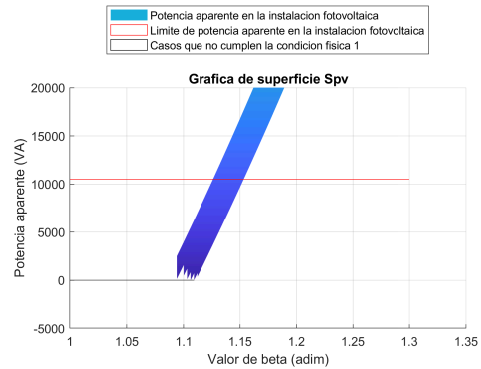


Figura 3.22: Perfil de la gráfica de superficie  $S_{pv}$  con límite de 10 kW.

En el caso de los perfiles se ha decidido obviar el caso de 1kW por su similitud con los otros casos y para evitar redundancias, también se ha ajustado el rango del eje Z (valor de  $S_{pv}$ ) para visualizar con claridad los límites. En las Figs. 3.21 y 3.22 se observa claramente que los límites de  $S_{pv}$ , de color rojo, y los valores asignados que incumplen la condición de realización física, de color negro, poseen un valor fijo en el eje Z (valor de  $S_{pv}$ ), se ven representados como líneas al ser planos normales a la vista de la gráfica. En cambio la función  $S_{pv}$ , de color morado, se puede observar que hay una cierta superficie con más concentración de casos a mayor valor de beta y mayor valor de  $S_{pv}$ , lo que refleja la influencia de beta en esta magnitud.

En este caso no se considera oportuno extraer los valores de gamma ya que son constantes para cualquier valor del límite. El rango es de  $[8.78, 529]$ , limitado inferiormente por la condición de realización física y no limitado superiormente.

El límite de  $S_{pv}$  para cada caso implica un valor de beta máximo, que surge del punto de corte entre el límite de potencia de la instalación, de color rojo y la función de  $S_{pv}$ , de color morado.

### Valores máximos de beta según $S_{pv}$

Potencia de la instalación $P_{pv}$	Valor de beta máximo	Valor de $V_{pv}$ máximo
1 kW	1.1121	255.95 V
2 kW	1.1182	257.19 V
3 kW	1.1212	257.87 V
4 kW	1.1273	259.28 V
5 kW	1.1303	259.36 V
10 kW	1.1515	265.34 V
20 kW	1.1909	273.91 V

Tabla 3.7: Valores máximos de beta según  $S_{pv}$

A continuación se van a presentar las plantas de las correspondientes gráficas de forma análoga al límite de potencia de la vivienda, para hallar los rangos de las variables, sus implicaciones, y en este caso su comparación entre potencias de las instalaciones fotovoltaicas. Para la realización de las gráficas se ha decidido utilizar una tolerancia de quinientos, debido a que se requieren visualizar regiones que con una tolerancia menor no son visibles correctamente.

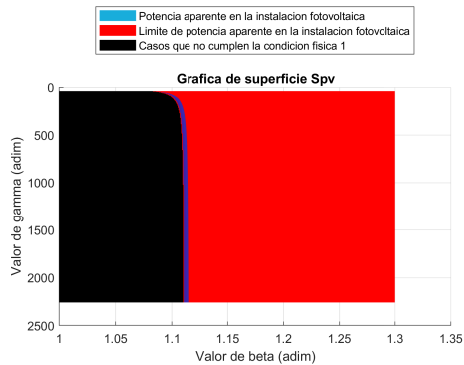


Figura 3.23: Vista inferior de la gráfica de superficie  $S_{pv}$  con límite de 1 kW.

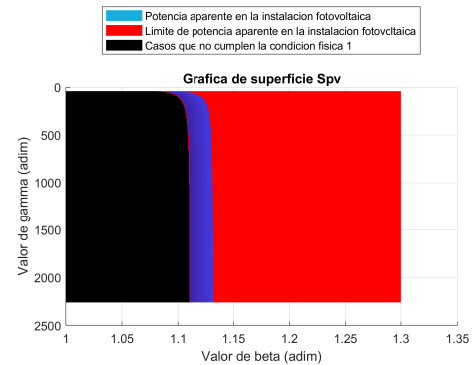


Figura 3.24: Vista inferior de la gráfica de superficie  $S_{pv}$  con límite de 5 kW.

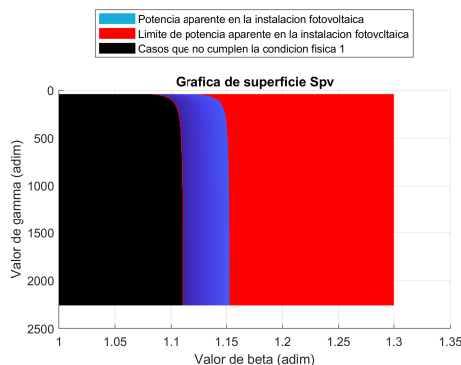


Figura 3.25: Vista inferior de la gráfica de superficie  $S_{pv}$  con límite de 10 kW.

La vista inferior representada en las Figs. 3.23, 3.24 y 3.25 nos impide ver directamente el valor de  $S_{pv}$  respecto a beta, sin embargo al haber asignado colores a las distintas regiones se pueden llevar a cabo conclusiones certeras. En esta vista se observa la región negra, que corresponde con los valores que no cumplen con la condición de realización física, y se sitúan en el primer nivel (valor 0), esta región no se superpone con la función de  $S_{pv}$ , de color morado. Por otra parte la región roja, tercer nivel (valor  $\frac{P_{pv}}{f_{dp}}$ ), secciona la función  $S_{pv}$  como se ha mencionado en la vista de perfil, como resultado la región morado en esta vista inferior corresponde con los valores que se encuentran dentro del límite de potencia de la instalación fotovoltaica, segundo nivel, que toma todos los valores entre el primer y el tercer nivel. Por ultimo el cuarto nivel

corresponde con la parte de la función de  $S_{pv}$  que supera el límite de potencia, esta no es visible en esta vista. Cabe destacar que las regiones de color negro son invariables, es mas, se trata de la misma que se observa en el límite de potencia de la vivienda.

Al comparar las gráficas entre sí se puede observar que al ampliar el límite de  $S_{pv}$  se amplía el rango de beta de la región de casos por debajo del límite, la región morada, al igual que ocurre en el perfil. Es coherente ya que la potencia de la instalación fotovoltaica es directamente proporcional a beta y esta se ve limitada. Debido a la región de color negro que representa los casos no realizables según la condición de realización física, para instalaciones de poca potencia resulta un región de trabajo muy limitada, región que se encuentra entre los límites ver 3.23.

Esta vista permite la comprobación de los rangos de Beta expuestos anteriormente.

El límite de potencia de la instalación fotovoltaica y la condición de realización física crean rangos de beta con distintas implicaciones.

Para una instalación de 1 kW:

$$\beta = \begin{cases} [1, 1.0848) & \text{Se incumplen las restricciones} \\ (1.0848, 1.1121), & \text{Se cumplen o no las restricciones } (\gamma). \\ (1.1121, 1.3], & \text{Se incumple el límite } S_{pv} \end{cases} \quad (3.5)$$

Quizás no se aprecie a simple vista pero la región morada tiene valores entre los límites del segundo rango. Región de superficie muy limitada, que corresponde con los rangos de valores que cumplen con las restricciones y por ello son muy limitados para este caso. Se observa que el valor superior del primer rango corresponde con el valor mínimo de beta para el límite de potencia de la vivienda con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT), Tabla 2.1 (5750W) 1. Debido a que no se ha aplicado el límite para la vivienda en este apartado, este límite de beta es consecuencia del la condición de realización física.

Para una instalación de 5 kW:

$$\beta = \begin{cases} [1, 1.0848) & \text{Se incumplen las restricciones} \\ (1.0848, 1.1303), & \text{Se cumplen o no las restricciones } (\gamma). \\ (1.1303, 1.3], & \text{Se incumple el límite } S_{pv} \end{cases} \quad (3.6)$$

Dado el mismo sistema que se le aplica un límite de potencia de la instalación superior al anterior. Se observa que el valor de beta mínimo que cumple no varía, como se ha comentado en el caso anterior corresponde con la condición de realización física para viviendas con la potencia prevista de 5750 W. Sin embargo el valor superior del segundo rango ha aumentado, lo que provoca una

región que cumple con los límites, significativamente superior. En definitiva el límite de potencia de la instalación fotovoltaica amplía el rango de beta de la región que cumple con las restricciones.

Para una instalación de 10 kW:

$$\beta = \begin{cases} [1, 1.0848) & \text{Se incumplen las restricciones} \\ (1.0848, 1.1515), & \text{Se cumplen o no las restricciones } (\gamma). \\ (1.1515, 1.3], & \text{Se incumple el límite } S_{pv} \end{cases} \quad (3.7)$$

Dado el mismo sistema que se le aplica un límite de potencia de la instalación superior al anterior, se remite al lector a la conclusión anterior, Sección 2, ya que las repercusiones son las mismas pero en mayor medida.

En este apartado se han expuesto de que forma repercuten las limitaciones físicas en las diferentes variantes del sistema de forma independiente caracterizadas por  $S_L$  y  $S_{pv}$ , con sus respectivos rangos de las variables ( $\beta$  y  $\gamma$ ). En los siguientes estudios se consideraran de manera conjunta, cruzando dichos rangos, lo que creará una región de trabajo que cumpla con las tres limitaciones simultáneamente.

Una vez analizados los límites físicos, en el siguiente apartado se realizará un estudio de los límites técnicos. Para los cuales se descartan los casos que incumplen alguna de las limitaciones físicas, se realiza un filtrado de los posibles valores de las variables.

### 3.5.2. límites técnicos

Se hace referencia a a los límites técnicos para nombrar a los límites de tensión e intensidad de cierta instalación, los cuales han sido impuestos por razones de seguridad por los organismos gubernamentales que tienen las competencias sobre la redacción y actualización de reglamentos y normas de obligado cumplimiento dentro de un sistema eléctrico asociado a un estado. Además de la seguridad, el hecho de unificar normas en un territorio tiene numerosas ventajas, la principal es la normalización en la fabricación de ciertos elementos de una instalación.

Este estudio se ha realizado con una tolerancia de las variables de valor trescientos, es decir se tienen trescientos valores para cada variable dentro del rango especificado en el apartado de parámetros del modelo 3.3.

### 3.5.2.1. límites de tensión.

límites de tensión de suministro de la red de baja tensión alterna y monofásica, la tensión nominal es 230 V y varia entre los límites contemplados ( $\pm 7\%$ ), por el real decreto RD 1955/2000 Artículo 104. Esta norma es aplicable al nivel de tensión de una vivienda. En los casos en que no se posee una instalación fotovoltaica, las centrales de transformación se encargan de mantener la tensión entre esos límites a través de cálculos dinámicos del nivel de consumo de todas la viviendas conectadas a una central. El nivel de tensión de la red se auto-regula para encontrarse lo más cercano posible a 1 p.u., más adelante se tendrán en cuenta las probabilidades de que se alcance cada nivel de tensión. Cuando añadimos la instalación fotovoltaica cambia el paradigma, en particular los modelos comerciales de inversores para viviendas tipo, estos están diseñados para regular su tensión de generación y no cruzar estos límites, mediante mediciones a nivel local.

A partir de cada caso particular dentro de este modelo se estudiará la calificación y cuantificación de las situaciones que incumplen los límites superior e inferior de tensión en la carga. De forma orientativa los límites de tensión en voltios para la tensión de la red y para la tensión de la vivienda son [213.9,246.1] (V).

#### Viviendas individuales con potencia prevista de 5750 W

En primer lugar se tendrá una vivienda con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), e instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 1, 5 y 10 kW y se variará la tensión de alimentación de la red para ver las repercusiones.

Modelo 3.1.1.1  $P_{viv} = 5750 W P_{pv} = 1000 W$

$V_R$	Beta para $V_L < 0.93$	Beta para $V_L > 1.07$	$V_L$ mínimo	$V_L$ máximo
0.93	1.0839-1.1109	-	208.66	214.68
0.94	1.0841-1.0991	-	210.95	216.97
0.95	1.0843-1.0875	-	213.23	219.25
0.96	-	-	215.52	221.54
0.97	-	-	217.59	223.82
0.98	-	-	220.71	226.11
0.99	-	-	222.99	228.39
1.00	-	-	225.28	230.68
1.01	-	-	227.56	232.96
1.02	-	-	229.85	235.25
1.03	-	-	232.13	237.53
1.04	-	-	234.21	239.82
1.05	-	-	236.49	242.10
1.06	-	-	238.78	244.38
1.07	-	1.1118-1.1137	241.06	246.67

Tabla 3.8: límite  $V_L$  para Modelo 3.1.1.1

En la Tabla 3.8 llama especialmente la atención el número de filas vacías en las columnas de rangos de beta para los que se cruzan los respectivos límites. La conclusión directa es que solo se cruzan los límites de tensión en los valores extremos de la tensión de la red, situaciones poco comunes. Para la mayoría de las situaciones de este modelo la tensión de la vivienda se encuentra entre los límites. Debido a la conclusión llegada en el apartado preliminar de que la tensión de la vivienda depende únicamente de  $\beta$ , se considera extraer los rangos de la variables en los que se cruzan los límites.

Modelo 3.1.1.2  $P_{viv} = 5750 W$   $P_{pv} = 5000 W$

$V_R$	Beta para $V_L < 0.93$	Beta para $V_L > 1.07$	$V_L$ mínimo	$V_L$ máximo
0.93	1.0839-1.1109	-	208.66	218.42
0.94	1.0841-1.0991	-	210.95	220.71
0.95	1.0843-1.0875	-	213.23	222.99
0.96	-	-	215.52	225.28
0.97	-	-	217.59	227.56
0.98	-	-	220.71	229.85
0.99	-	-	222.99	232.13
1.00	-	-	225.69	233.17
1.01	-	-	227.56	236.49
1.02	-	-	229.85	238.78
1.03	-	-	232.13	241.06
1.04	-	-	234.21	243.35
1.05	-	-	236.49	245.63
1.06	-	1.1223-1.1299	238.78	247.92
1.07	-	1.1118-1.1296	241.06	250.20

Tabla 3.9: límite  $V_L$  para Modelo 1.5.1

Dado el valor de la potencia instalada de la instalación fotovoltaica, superior al caso anterior, como consecuencia directa aumenta el límite de potencia de la instalación fotovoltaica, y como se ha descrito en el desarrollo del mismo 3.7, aumenta el rango superior de beta que no supera el límite. Todo ello repercute en que se dan casos de sobretensión para niveles inferiores de tensión de la red, aunque mayores que la nominal, y en los mismos se alcanzan valores de tensión superiores. En general aumentan las tensiones máximas ( $V_L(V_R)$ ) y no varían las mínimas.

Modelo 3.1.1.3  $P_{viv} = 5750 W P_{pv} = 10000 W$

$V_R$	Beta para $V_L < 0.93$	Beta para $V_L > 1.07$	$V_L$ mínimo	$V_L$ máximo
0.93	1.0839-1.1109	-	208.66	223.20
0.94	1.0841-1.0991	-	210.95	225.28
0.95	1.0843-1.0875	-	213.23	227.56
0.96	-	-	215.52	229.85
0.97	-	-	217.59	231.92
0.98	-	-	220.71	234.21
0.99	-	-	222.99	236.49
1.00	-	-	225.28	238.57
1.01	-	-	227.56	240.85
1.02	-	-	229.85	243.14
1.03	-	-	232.13	245.22
1.04	-	1.1439-1.1497	234.21	247.50
1.05	-	1.1330-1.1492	236.49	249.78
1.06	-	1.1223-1.1479	238.78	251.86
1.07	-	1.1118-1.1474	241.06	254.15

Tabla 3.10: límite  $V_L$  para Modelo 1.10.1

Dado el valor de la potencia instalada de la instalación fotovoltaica, superior al caso anterior, se remite al lector a la conclusión anterior 3.5.2.1, ya que las repercusiones son las mismas pero en mayor medida.

Los valores del límite de potencia máxima de la instalación fotovoltaica están escogidos en consecuencia a la potencia prevista de la vivienda y al hipotético espacio requerido según el posible emplazamiento de los módulos fotovoltaicos en una vivienda tipo de estas características. Debido a que los resultados obtenidos muestran que no se dan casos de sobretensión en ninguno de los casos anteriores para la tensión nominal de la red (1 p.u.), se considera oportuno hallar cual es la potencia mínima de la instalación fotovoltaica para que ocurra el citado fenómeno de sobretensión a tensión nominal.

Modelo 3.1.1.4  $P_{viv} = 5750 W P_{pv} = 20000 W$

$V_R$	Beta para $V_L < 0.93$	Beta para $V_L > 1.07$	$V_L$ mínimo	$V_L$ máximo
0.93	1.0839-1.1109	-	208.66	231.92
0.94	1.0841-1.0991	-	210.95	234.00
0.95	1.0843-1.0875	-	213.23	236.08
0.96	-	-	215.52	238.36
0.97	-	-	217.59	240.44
0.98	-	-	219.88	242.52
0.99	-	-	222.16	244.80
1.00	-	1.1896-1.1926	224.44	246.88
1.01	-	1.1779-1.1908	226.73	248.95
1.02	-	1.1663-1.1899	228.81	251.24
1.03	-	1.1550-1.1881	232.13	253.32
1.04	-	1.1439-1.1863	234.21	255.39
1.05	-	1.1330-1.1855	236.49	257.68
1.06	-	1.1223-1.1838	238.78	259.75
1.07	-	1.1118-1.1831	241.06	262.04

Tabla 3.11: Límite  $V_L$  para Modelo 3.1.1.4

Dado el valor de la potencia instalada de la instalación fotovoltaica, superior al caso anterior, se remite al lector a la conclusión anterior 3.5.2.1, ya que las repercusiones son las mismas pero en mayor medida.

Con el fin de ilustrar los resultados de las tablas anteriores se mostrarán diferentes gráficas de la tensión en la vivienda para distintos modelos y niveles de tensión de la red. En todos ellos la región de color verde representa los posibles valores de tensión una vez se ha limitado el modelo por los límites físicos, y la región de color rojo representa el límite de tensión en la vivienda.

Para los casos de nivel de tensión de la red 0.93 se muestran los que corresponden con los modelos 3.1.1.1 y 3.1.1.3.

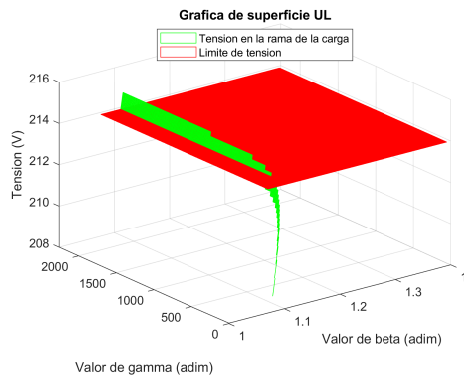


Figura 3.26: Gráfica de superficie  $V_L$  con tensión de red 0.93 del modelo 3.1.1.1

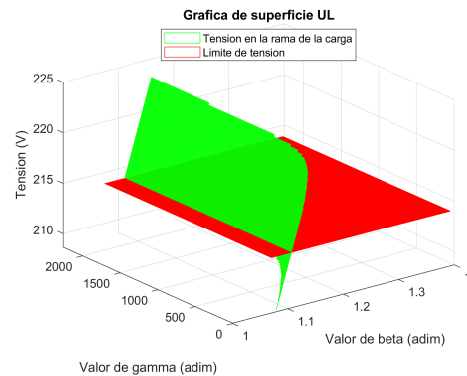


Figura 3.27: Gráfica de superficie  $V_L$  con tensión de red 0.93 del modelo 1.10.1

En las Figs. 3.26 y 3.27 se observa que la distribución de casos que superan el límite inferior de tensión contrasta entre ambos modelos. Para el primero que corresponde con una capacidad de fotovoltaica reducida, la mayoría de los casos se encuentran bajo el límite inferior. Para el segundo que corresponde con una capacidad de fotovoltaica amplia, la mayoría de los casos se encuentran sobre el límite inferior. Cabe destacar que el rango de beta en ambos casos es superior al valor máximo establecido, consecuencia de la variación del rango de beta en función de la tensión de la red, beta debe ser superior para alcanzar el valor máximo previsto de la instalación fotovoltaica a partir del nivel mínimo de tensión de la red.

Ya que solo se dan casos de sobretensión a nivel de tensión de la red nominal para el modelo 3.1.1.4 se mostrará este exclusivamente.

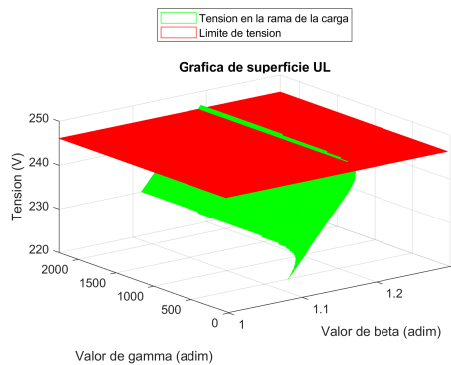


Figura 3.28: Gráfica de superficie  $V_L$  con tensión de red 1.00 del modelo 3.1.1.4

Debido a que la Fig. 3.28 se corresponde con el modelo con la potencia mínima de la instalación fotovoltaica para que ocurra el fenómeno de sobretensión a tensión nominal, se observa que solo unos pocos casos superan el límite superior.

Para los casos de nivel de tensión de la red 1.07 se muestran los que corresponden con los modelos 3.1.1.1 y 3.1.1.3.

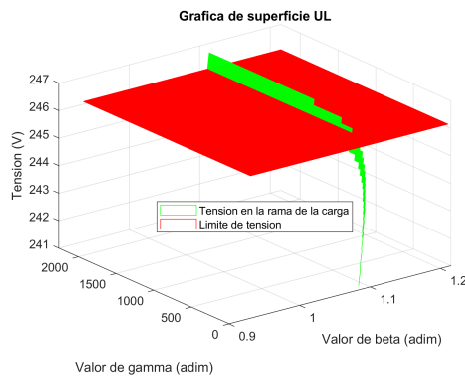


Figura 3.29: Gráfica de superficie  $V_L$  con tensión de red 1.07 del modelo 3.1.1.1

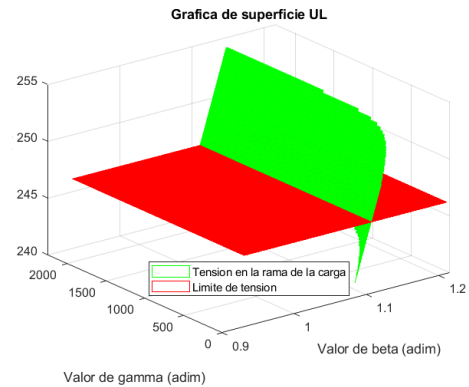


Figura 3.30: Gráfica de superficie  $V_L$  con tensión de red 1.07 del modelo 3.1.1.3

En las Figs. 3.29 y 3.30 se observa que la distribución de casos que superan el límite superior de tensión contrasta entre ambos modelos. Para el primero que corresponde con una capacidad de fotovoltaica reducida, la mayoría de los casos se encuentran bajo el límite superior. Para el segundo que corresponde con una capacidad de fotovoltaica amplia, la mayoría de los casos se encuentran sobre el límite superior. Cabe destacar que el rango de beta en ambos casos es inferior a 1, consecuencia de la variación del rango de beta en función de la tensión de la red, beta debe ser inferior para alcanzar el valor mínimo previsto de la instalación fotovoltaica a partir del nivel máximo de tensión de la red.

### Viviendas individuales con potencia prevista de 9200 W

En segundo lugar se tendrá una vivienda con la potencia prevista del tercer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (9200W), e instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 5 y 20 kW, a modo de extremos ya que para este caso no se considera apropiado tener en cuenta la potencia de la instalación fotovoltaica de valor 1 kW, y se variará la tensión de alimentación de la red para ver las repercusiones. En este caso se mostrarán exclusivamente los casos para los que el nivel de tensión de la red provoca que se crucen los límites de tensión en la vivienda.

Modelo 3.1.1.5  $P_{viv} = 9200 W$   $P_{pv} = 5000 W$

$V_R$	Beta para $V_L < 0.93$	Beta para $V_L > 1.07$	$V_L$ mínimo	$V_L$ máximo
0.93	1.0753-1.1109	-	207.00	217.80
0.94	1.0745-1.0991	-	209.08	220.08
0.95	1.0843-1.0875	-	211.36	222.37
0.96	1.0741-1.0762	-	213.44	224.65
1.06	-	1.1223-1.1270	237.53	247.29
1.07	-	1.1118-1.1268	239.82	249.58

Tabla 3.12: Límite  $V_L$  para Modelo 3.1.1.5

Si comparamos la Tabla 3.12 con la tabla correspondiente al Modelo 3.1.1.2 ( $P_{viv} = 5750 W$ ,  $P_{pv} = 5000 W$ ), Tabla 3.9, el cual posee el mismo límite de  $S_{pv}$  y un límite de  $S_{viv}$  inferior. Se observa que disminuyen ligeramente todos los valores de la tensión, mínimos y máximos. Resultado coherente ya que, según las conclusiones obtenidas en el estudio de los límites, Sección 1, el aumento del límite  $S_L$  provoca una ampliación del rango inferior de beta, además el cambio de modelo repercute en los valores de potencia de la vivienda y de la derivación individual, por todo lo cual cruza el límite inferior de tensión de la vivienda para niveles de tensión superiores a los del respectivo modelo. Por ello se concluye que el aumento del límite  $S_L$ , es decir el modelo de vivienda según la potencia prevista por el Reglamento (REBT) reduce ligeramente las tensiones, siempre que la capacidad de la instalación fotovoltaica sean idénticas.

Modelo 3.1.1.7  $P_{viv} = 9200 W$   $P_{pv} = 20000 W$

$V_R$	Beta para $V_L < 0.93$	Beta para $V_L > 1.07$	$V_L$ mínimo	$V_L$ máximo
0.93	1.0753-1.1109	-	207.00	229.43
0.94	1.0745-1.0991	-	209.08	231.51
0.95	1.0748-1.0875	-	211.36	233.58
0.96	1.0741-1.0762	-	213.44	235.87
1.01	-	1.1779-1.1798	224.65	246.67
1.02	-	1.1663-1.1781	226.73	248.75
1.03	-	1.1550-1.1774	229.02	251.03
1.04	-	1.1439-1.1757	233.16	253.11
1.05	-	1.1330-1.1750	235.25	255.39
1.06	-	1.1223-1.1734	237.53	257.47
1.07	-	1.1118-1.1728	239.82	259.75

Tabla 3.13: Límite  $V_L$  para Modelo 3.1.1.7

Dado el valor de la potencia instalada de la instalación fotovoltaica, superior al caso anterior, se remite al lector a la conclusión de la variación de la potencia de la instalación fotovoltaica, Sección 3.5.2.1, ya que las repercusiones son las mismas. Además se comprueba la conclusión anterior, ya que se cruza el límite inferior de tensión de la vivienda para niveles superiores de tensión de la red y de forma homóloga se cruza el límite superior de tensión de la vivienda para niveles superiores de

tensión de la red. En definitiva se reducen las tensiones de la vivienda para cualquier situación de carga de la red.

### Viviendas individuales con potencia prevista de 14490 W

En tercer lugar se tendría una vivienda con la potencia prevista del ultimo escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (14490W), e instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 5 y 20 kW y se variaría la tensión de alimentación de la red para ver las repercusiones.

Para evitar duplicidades y debido a que no aporta información extra, se decide no mostrar las tablas correspondientes. La conclusión última es idéntica a la anterior, Sección 3.5.2.1.

#### 3.5.2.2. Límites de intensidad.

El límite de intensidad para una vivienda con suministro monofásico en baja tensión esta normalizado respecto a los escalones de potencia prevista en suministros monofásicos en baja tensión, de los cuales se deriva unos escalones de intensidad máxima relacionados con los posibles calibres del interruptor general automático 2.1. El Interruptor General Automático o IGA por sus siglas, también llamado magnetotérmico. El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [9] expresa que “*En viviendas, deberá preverse la situación de los dispositivos de mando y protección junto a la puerta de entrada*”, estos componen el popularmente llamado cuadro eléctrico, entre los que se encuentra el IGA. El Reglamento (REBT) detalla que las características que debe tener serán como mínimo, “*de corte omnipolar, que permita su accionamiento manual y que este dotado de elementos de protección contra sobrecarga y cortocircuitos*”, además impone que el poder de corte mínimo de este sea de 4500 amperios.

La actuación de este dispositivo más común, experimentada por la mayoría de la población, es la de que en las ocasiones en que las cargas de una vivienda en un momento dado requieren una intensidad total superior a la prevista por el calibre del mismo, produce un corte del suministro para indicar la sobrecarga. El corte también ocurre cuando se conectan dispositivos con fugas, es decir una falla, situación que se da en dispositivos deteriorados que conectan alguna de sus partes internas, y que deberían estar asiladas eléctricamente, con tierra.

### Viviendas individuales con potencia prevista de 5750 W

En primer lugar se tendrá una vivienda con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), e instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 1, 5 y 10 kW y se variará la tensión de alimentación de la red para ver las repercusiones.

Modelo 3.1.1.1  $P_{viv} = 5750 W P_{pv} = 1000 W$

$V_R$	Beta para $I_L > 25A$	Gamma para $I_L > 25A$	$I_L$ mínimo	$I_L$ máximo
0.93	-	-	0.43	23.96
0.94	-	-	0.43	24.23
0.95	-	-	0.43	24.46
0.96	-	-	0.44	24.73
0.97	-	-	0.44	24.99
0.98	1.0839-1.0880	39.2540	0.45	25.25
0.99	1.0841-1.0871	39.2540	0.45	25.49
1.00	1.0843-1.0873	39.2540	0.46	25.75
1.01	1.0845-1.0875	39.2540	0.46	26.01
1.02	1.0837-1.0876	39.2540	0.47	26.27
1.03	-	-	0.47	22.40
1.04	-	-	0.48	22.62
1.05	-	-	0.48	22.82
1.06	-	-	0.49	23.04
1.07	-	-	0.49	23.26

Tabla 3.14: Límite  $I_L$  para Modelo 3.1.1.1

En la Tabla 3.14 se observa que, a diferencia del límite de tensión para el mismo modelo, Tabla 3.8, el número de filas con valores en la columna de rangos de beta para los que se cruza el límite de intensidad se concentra en los niveles de tensión de la red nominal y próximos. La conclusión directa es que se produce sobreintensidad para los niveles de tensión de la red más comunes. Cabe destacar que todos los casos de sobreintensidad se dan para el valor mínimo de gamma, limitado por el modelo de la vivienda como se ha descrito en el apartado de Límite de potencia de la vivienda, Sección 1.

Modelo 3.1.1.2  $P_{viv} = 5750 W P_{pv} = 5000 W$

$V_R$	Beta para $I_L > 25A$	Gamma para $I_L > 25A$	$I_L$ mínimo	$I_L$ máximo
0.93	-	-	0.43	24.40
0.94	-	-	0.43	24.66
0.95	-	-	0.43	24.90
0.96	1.1002-1.1065	39.2540	0.44	25.16
0.97	1.0889-1.1064	39.2540	0.44	25.42
0.98	1.0839-1.1054	39.2540	0.45	25.66
0.99	1.0841-1.1054	39.2540	0.45	25.92
1.00	1.0843-1.1043	39.2540	0.46	26.16
1.01	1.0845-1.0994	39.2540	0.46	26.30
1.02	1.0837-1.0886	39.2540	0.47	26.30
1.03	-	-	0.47	22.74
1.04	-	-	0.48	22.94
1.05	-	-	0.48	23.16
1.06	-	-	0.49	23.38
1.07	-	-	0.49	23.58

Tabla 3.15: Límite  $I_L$  para Modelo 3.1.1.2

Dado el valor de la potencia instalada de la instalación fotovoltaica, superior al caso anterior, como consecuencia directa aumenta el límite de potencia de la instalación fotovoltaica, y como se ha descrito en el desarrollo del mismo, Tabla 3.7, aumenta el rango de beta que no supera dicho límite. Todo ello repercute en que se dan casos de sobreintensidad de valor ligeramente mayor y suceden para niveles inferiores de tensión de la red como consecuencia del aumento de los rangos de beta. En general aumentan ligeramente las intensidades máximas ( $I_L(V_R)$ ) y no varían las mínimas.

Modelo 3.1.1.3  $P_{viv} = 5750 W$   $P_{pv} = 10000 W$

$V_R$	Beta para $I_L > 25A$	Gamma para $I_L > 25A$	$I_L$ mínimo	$I_L$ máximo
0.93	-	-	0.43	24.94
0.94	1.1236-1.1311	39.2540	0.43	25.18
0.95	1.1118-1.1297	39.2540	0.43	25.42
0.96	1.1002-1.1295	39.2540	0.44	25.68
0.97	1.0889-1.1282	39.2540	0.44	25.92
0.98	1.0839-1.1269	39.2540	0.45	26.16
0.99	1.0841-1.1216	39.2540	0.45	26.30
1.00	1.0843-1.1104	39.2540	0.46	26.30
1.01	1.0845-1.0994	39.2540	0.46	26.30
1.02	1.0837-1.0886	39.2540	0.47	26.30
1.03	-	-	0.47	23.14
1.04	-	-	0.48	23.34
1.05	-	-	0.48	23.56
1.06	-	-	0.49	23.76
1.07	-	-	0.49	23.97

Tabla 3.16: Límite  $I_L$  para Modelo 3.1.1.3

Dado el valor de la potencia instalada de la instalación fotovoltaica, superior al

caso anterior, se remite al lector a la conclusión anterior, Sección 3.5.2.2, ya que las repercusiones son las mismas pero en mayor medida.

Se obvia el Modelo 3.1.1.4  $P_{viv} = 5750 \text{ W}$   $P_{pv} = 20000 \text{ W}$  debido a que se considera que no aporta información útil, por ser sus conclusiones similares a las anteriores.

Con el fin de ilustrar los resultados de las Tablas 3.14, 3.15 y 3.16 se mostrarán diferentes gráficas de la intensidad en la vivienda para distintos modelos y niveles de tensión de la red. En todos ellos la región de color verde representa los posibles valores de intensidad una vez se ha limitado el modelo por los límites físicos, y la región de color rojo representa el límite de intensidad de la vivienda.

Para los casos de nivel de tensión de la red 1.00 se muestran los que corresponden con los modelos 3.1.1.1 y 3.1.1.3

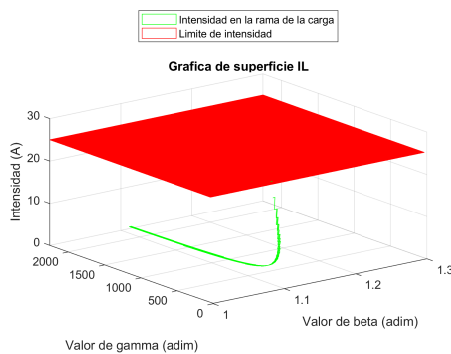


Figura 3.31: Gráfica de superficie  $I_L$  con tensión de red 1.00 del modelo 3.1.1.1

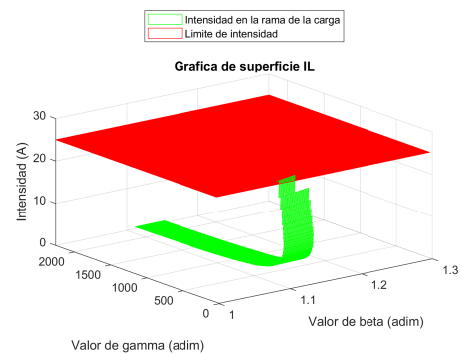


Figura 3.32: Gráfica de superficie  $I_L$  con tensión de red 1.00 del modelo 3.1.1.3

En las Figs. 3.31 y 3.32 se observa claramente como la capacidad de la instalación fotovoltaica determina la amplitud del rango de beta que cumple con dicho límite, esto corrobora la conclusión obtenida en el apartado de Límite de potencia de la instalación fotovoltaica, Sección 2, concretamente en la tabla de beta máximo, Tabla 3.7. Aunque no se aprecie a simple vista, la tabla del modelo 3.1.1.1, Tabla 3.14 muestra que sí se dan casos de sobreintensidad, debido al escaso rango de beta la gráfica posee una discontinuidad.

### Viviendas individuales con potencia prevista de 9200 W

En segundo lugar se tendrá una vivienda con la potencia prevista del tercer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (9200W), e instalación

fotovoltaica con una potencia instalada de 5 y 20 kW y se variará la tensión de alimentación de la red para ver las repercusiones. En este caso se mostrarán exclusivamente los casos para los que el nivel de tensión de la red provoca sobreintensidades en la vivienda.

Modelo 3.1.1.5  $P_{viv} = 9200 \text{ W}$   $P_{pv} = 5000 \text{ W}$

$V_R$	Beta para $I_L > 40A$	Gamma para $I_L > 40A$	$I_L$ mínimo	$I_L$ máximo
0.97	1.0889-1.0930	28.7851	0.44	40.18
0.98	1.0777-1.0931	28.7851	0.45	40.59
0.99	1.0740-1.0922	28.7851	0.45	40.97
1.00	1.0742-1.0923	28.7851	0.46	41.39
1.01	1.0745-1.0914	28.7851	0.46	41.77
1.02	1.0738-1.0886	28.7851	0.47	42.08
1.03	1.0741-1.0780	28.7851	0.47	42.08

Tabla 3.17: Límite  $I_L$  para Modelo 3.1.1.5

Si comparamos la Tabla 3.17 con la tabla correspondiente al Modelo 3.1.1.2 ( $P_{viv} = 5750 \text{ W}$   $P_{pv} = 5000 \text{ W}$ ), Tabla 3.15, el cual posee el mismo límite de  $S_{pv}$  y un límite de  $S_{viv}$  inferior, este último marca el límite de intensidad en la vivienda por Reglamento (REBT). Se observa que los valores máximos de la intensidad aumentan considerablemente, mientras que los valores mínimos no varían. También se observa que el rango para el que se producen las sobreintensidades toma valores menores de beta y gamma. Resultado coherente ya que, según las conclusiones obtenidas en el estudio de los límites, Sección 1, el aumento del límite  $S_L$  provoca una ampliación del rango inferior de beta y gamma. Por todo ello se concluye que el aumento del límite  $S_L$ , es decir el modelo de vivienda según la potencia prevista por el Reglamento (REBT), resulta en un aumento sustancial de la intensidad y provoca sobreintensidad para niveles superiores de tensión de la red, pese a que el límite ha aumentado, y de forma similar se dejan de dar sobreintensidades para niveles inferiores de tensión de la red.

Modelo 3.1.1.7  $P_{viv} = 9200 \text{ W}$   $P_{pv} = 20000 \text{ W}$

$V_R$	Beta para $I_L > 40A$	Gamma para $I_L > 40A$	$I_L$ mínimo	$I_L$ máximo
0.93	1.1357-1.1540	28.7851	0.43	40.67
0.94	1.1236-1.1524	28.7851	0.43	41.05
0.95	1.1118-1.1509	28.7851	0.43	41.43
0.96	1.1002-1.1493	28.7851	0.44	41.81
0.97	1.0889-1.1447	28.7851	0.44	42.08
0.98	1.0777-1.1330	28.7851	0.45	42.08
0.99	1.0740-1.1216	28.7851	0.45	42.08
1.00	1.0742-1.1104	28.7851	0.46	42.08
1.01	1.0745-1.0994	28.7851	0.46	42.08
1.02	1.0738-1.0886	28.7851	0.47	42.08
1.03	1.0741-1.0780	28.7851	0.47	42.08

Tabla 3.18: Límite  $I_L$  para Modelo 3.1.1.7

Dado el valor de la potencia instalada de la instalación fotovoltaica, superior al caso anterior, se remite al lector a la conclusión 3.5.2.2, ya que las repercusiones son las mismas pero en mayor medida. En la Tabla 3.18 se observa que se producen sobreintensidades para la mayoría de niveles de tensión de la red. La conjunción del aumento de la potencia de la instalación fotovoltaica  $S_{pv}$  y de la potencia de la vivienda  $SL$ , provoca sobreintensidades para niveles inferiores y superiores de tensión de la red, respectivamente.

### Viviendas individuales con potencia prevista de 14490 W

En tercer lugar se tendrá una vivienda con la potencia prevista del ultimo escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (14490W), e instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 5 y 20 kW y se variará la tensión de alimentación de la red para ver las repercusiones. En este caso se mostrarán exclusivamente los casos para los que el nivel de tensión de la red provoca sobreintensidades en la vivienda.

#### Modelo 3.1.1.8 $P_{viv} = 14490 W$ $P_{pv} = 5000 W$

$V_R$	Beta para $I_L > 40A$	Gamma para $I_L > 40A$	$I_L$ mínimo	$I_L$ máximo
0.99	1.0669-1.0760	20.3990	0.45	63.58
1.00	1.0592-1.0753	20.3990	0.46	64.18
1.01	1.0596-1.0745	20.3990	0.46	64.77
1.02	1.0601-1.0748	20.3990	0.47	65.43
1.03	1.0595-1.0741	20.3990	0.47	66.03
1.04	1.0599-1.0677	20.3990	0.48	66.27

Tabla 3.19: Límite  $I_L$  para Modelo 3.1.1.8

Si comparamos la Tabla 3.19 con la tabla correspondiente al Modelo 3.1.1.5 ( $P_{viv} = 9200 W$   $P_{pv} = 5000 W$ ) 3.17, el cual posee el mismo límite de  $S_{pv}$  y un límite de  $S_{viv}$  inferior, este ultimo marca el límite de intensidad en la vivienda por

Reglamento (REBT). Se remite al lector a las conclusiones anteriores 3.5.2.2, ya que las repercusiones son las mismas pero en mayor medida. Se observa que se dan sobreintensidades para niveles de tensión de la red más elevados que en el caso homologo, consecuencia directa del modelo de vivienda.

Modelo 3.1.1.10  $P_{viv} = 14490 W$   $P_{pv} = 20000 W$

$V_R$	Beta para $I_L > 63A$	Gamma para $I_L > 63A$	$I_L$ mínimo	$I_L$ máximo
0.94	1.1236-1.1300	20.3990	0.43	63.40
0.95	1.1118-1.1287	20.3990	0.44	63.99
0.96	1.1002-1.1274	20.3990	0.44	64.59
0.97	1.0889-1.1261	20.3990	0.44	65.19
0.98	1.0777-1.1248	20.3990	0.45	65.79
0.99	1.0669-1.1216	20.3990	0.45	66.27
1.00	1.0592-1.1104	20.3990	0.46	66.27
1.01	1.0596-1.0994	20.3990	0.46	66.27
1.02	1.0601-1.0886	20.3990	0.47	66.27
1.03	1.0595-1.0780	20.3990	0.47	66.27
1.04	1.0599-1.0677	20.3990	0.48	66.27

Tabla 3.20: Límite  $I_L$  para Modelo 3.1.1.10

Dado el valor de la potencia instalada de la instalación fotovoltaica, superior al caso anterior, se remite al lector a la conclusión 3.5.2.2, ya que las repercusiones son las mismas pero en mayor medida. Cabe destacar que como se ha mencionado con anterioridad, para un modelo de vivienda de potencia prevista superior se reducen los valores de Gamma y beta para los que se producen sobreintensidades.

### 3.5.2.3. Síntesis de los límites técnicos

Una vez llevadas a estudio las magnitudes y los respectivos límites de la tensión y la intensidad en la vivienda para distintos modelos con diferentes potencias previstas para la vivienda y distintas capacidades de la instalación fotovoltaica. Se concluye que:

- Instalaciones fotovoltaicas de mayor capacidad provocan tensiones superiores en la vivienda para todos los niveles de tensión de la red, y produce intensidades superiores para los niveles de tensión de la red inferiores.
- Viviendas con una potencia prevista de mayor valor provocan que se reduzca la tensión de la vivienda para todos los niveles de tensión de la red, y produce intensidades más elevadas para niveles de tensión de la red mayores.

Estas conclusiones nos serán de gran utilidad en el siguiente apartado debido a que el micro-transformador soluciona las sobreintensidades y las sobretensiones, de forma que los casos del sistema previo en los que el inversor de la instalación fotovoltaica limita su tensión de generación para no cruzar los citados límites, no se tenían en consideración para la evaluación de magnitudes, en el sistema posterior dará lugar a situaciones de estudio con distintos valores para las variables, lo que conducirá a un aumento de los rangos de las magnitudes.

## 3.6. Particularización de los casos de estudio

Los resultados que se muestren en lo sucesivo corresponden con el modelo matemático desarrollado en el apartado Ecuaciones del modelo 2.3.2 y acotado por los límites correspondientes a los límites físicos del sistema real y a los límites de tensión e intensidad de la vivienda según Reglamento (REBT) 3.5.

Para el desarrollo de estos casos y la extracción de datos se ha utilizado la herramienta de cálculo MATLAB. El desarrollo se basa en una sucesión de funciones con distintos cometidos que se pasan a describir.

### 1. Introducción de datos que dimensionan el problema

La función nombrada "EstadoSistema" pide por pantalla los datos más relevantes para el dimensionamiento del sistema. En concreto el factor de potencia del sistema ( $fdp$ ), nivel de tensión de la red ( $V_R$ ), potencia prevista para la vivienda según Reglamento (REBT) ( $P_{Lmax}$ ) y número de viviendas ( $n_{viv}$ ). La función nombrada "LimitanteSpv" pide por pantalla la potencia máxima que es capaz de generar una determinada instalación fotovoltaica.

### 2. Limitación del sistema mediante la extracción de casos que no cumplen con los respectivos límites.

La función nombrada "LimitanteSL" indica los casos en los que se superan la potencia prevista para la vivienda y simultáneamente los casos que no cumplen con la condición de realización física, a través del valor de las variables beta y gamma. La función nombrada "LimitanteSpv" indica los casos en los que se superan la potencia máxima de la instalación fotovoltaica y simultáneamente los casos que no cumplen con la condición de realización física, a través del valor de las variables beta y gamma. La función nombrada "DiagnosticoVLIL" utiliza los valores de beta y gamma obtenidos de superar los límites físicos para descartar esos valores del resultado, además extrae los casos que superan la tensión e intensidad en la vivienda ( $V_L$  e  $I_L$ ).

### 3. Cálculo de las magnitudes del sistema previo.

La función nombrada "Magnprev" calcula todas las magnitudes del sistema previo para los casos que cumplen respectivamente el límite de tensión y el límite de intensidad.

La función nombrada "ComunprevVI" unifica los casos que cumplen con todos los límites anteriores simultáneamente.

### 4. Estudio de la actuación del micro-transformador en los casos que superan los límites de tensión e intensidad de la vivienda, casos con posibilidad de mejora.

La función nombrada "FindEMEVLLIL" indica todos los casos que al aplicar un determinado valor de  $m$  reducen las tensiones e intensidades de la vivienda para que cumplan con los límites. La función nombrada "SolVLLIL" evalúa todas las magnitudes de los casos que tras la actuación del micro-transformador cumplen los límites de tensión e intensidad de la vivienda y comprueba que esta actuación no suponga cruzar los límites físicos.

La función nombrada "MejVI" extrae los valores máximos y mínimos de todas las magnitudes del sistema previo y los compara con los valores máximos y mínimos de todas las magnitudes del sistema mejorado.

La función nombrada "Mejora1" extrae todas las posibles mejoras de los respectivos casos que superaban los límites técnicos y que tras solucionarlos resultan potencias mínimas de la red, inferiores a las previas, es decir potencias de inyección a la red superiores a los casos previos.

Las magnitudes de interés en lo sucesivo son la Potencia aparente de la vivienda ( $S_L$ ), la Potencia aparente de la instalación fotovoltaica ( $S_{pv}$ ), Potencia aparente de la red ( $S_R$ ) y nivel de tensión de la instalación fotovoltaica ( $V_{pv}(\beta)$ ).

### 3.6.1. Configuración 1. Viviendas individuales del sistema previo.

La configuración 1 pretende representar la situación en la que un solo usuario posee una vivienda conectada a la red de baja tensión y a su vez una instalación de generación fotovoltaica con capacidad de inyección a red.

Para todos los casos de este estudio el valor de  $m$ , la variable que rige el comportamiento del micro-transformador es igual a la unidad, es decir el modelo es idéntico pero no se producen alteraciones de la tensión y la intensidad en la vivienda. Además el sistema esta totalmente limitado, los resultados que se van a mostrar cumplen tanto con límites físicos como los técnicos.

#### 3.6.1.1. Viviendas con potencia prevista de 5750 W

En primer lugar se tienen los modelos con potencia de la vivienda que corresponde con una vivienda con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), e instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 1, 5, 10 y 20 kW y se varía la tensión de alimentación de la red entre sus límites. Es decir los modelos definidos como 3.1.1.1, 3.1.1.2, 3.1.1.3 y 3.1.1.4

### Potencia aparente de la vivienda

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos de la potencia aparente de la vivienda entre los citados modelos.

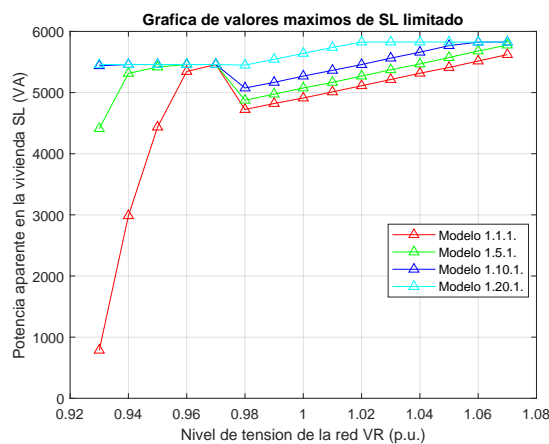


Figura 3.33: Comparación de valores máximos de la potencia de la vivienda en el sistema previo para viviendas tipo 1.

En la Fig. 3.33 se observa como la capacidad de la instalación fotovoltaica limita en distinto grado la potencia de la vivienda, especialmente para los niveles inferiores de tensión de la red. La función de color rojo que representa el modelo 3.1.1.1 se sitúa por debajo de las otras, coherente ya que corresponde con la capacidad de la fotovoltaica de estudio mínima. De la misma forma el modelo 3.1.1.4 se sitúa por encima de las otras porque corresponde con la capacidad máxima de estudio. Se observa un punto en el que superponen todos los modelos, corresponde con el nivel de tensión de la red 0.97 que en voltios supone una tensión de 223.1 V, a partir del cual las funciones divergen en ambas direcciones. Cabe destacar que la diferencia de valores entre modelos es muy acusada para niveles de tensión mínima, mientras que para niveles de tensión máximas la diferencia entre modelos es reducida.

Para ilustrar las diferencias entre valores máximos se muestra una tabla con los valores que toma la potencia de la vivienda en los extremos del nivel de tensión de la red. Cabe destacar que la máxima potencia teórica es aproximadamente 6 kVA.

Modelo	$S_L$ máximo con VR=0.93	$S_L$ máximo con VR=1.07
1.1.1.	786.2 VA	5621.1 VA
1.5.1.	4409.6 VA	5776.7 VA
1.10.1.	5437.9 VA	5825.8 VA
1.20.1.	5458.7 VA	5825.8 VA

Tabla 3.21: Valores máximos de  $S_L$  del sistema previo para los valores extremos de la tensión de la red.

Los valores expuestos en la Tabla 3.21 reflejan que para los niveles inferiores de la tensión de la red, el sistema no es capaz de cubrir la demanda máxima de la vivienda, es decir el flujo de potencia que suministra la red en estas circunstancias es ínfimo o negativo y por tanto la potencia máxima de la vivienda viene dada por el flujo de potencia de la instalación fotovoltaica de cada modelo.

Con respecto a los valores mínimos de la potencia aparente de la vivienda son idénticos para todos los modelos, por lo que la correspondiente gráfica muestra las curvas superpuestas. Cada función es lineal y proporcional al nivel de tensión de la red (creciente). Debido a que no se considera que aporte información reseñable se decide no mostrarla. Los valores varían entre aproximadamente 92 y 120 VA, en coherencia con el modelado del sistema que establece el consumo mínimo de la vivienda en 100 W.

### Potencia aparente de la instalación fotovoltaica

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica entre los citados modelos.

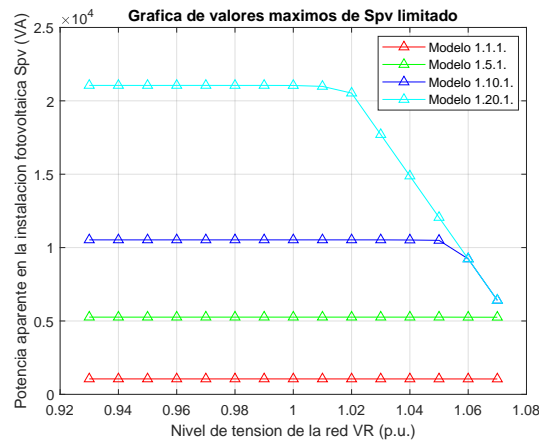


Figura 3.34: Comparación de valores máximos de la potencia de la instalación fotovoltaica en el sistema previo para viviendas tipo 1.

En la Fig. 3.34 se observa que la potencia máxima producida por la instalación fotovoltaica no se ve limitada para valores de niveles de tensión de la red nominal e inferiores, ajustando su valor máximo al determinado por la capacidad de la instalación correspondiente a cada modelo. Por otra parte para niveles de tensión de la red superiores al nominal se observa como las potencias máximas de los modelos correspondientes a las instalaciones de 20 y 10 kW se ven limitadas considerablemente, a partir de los valores de tensión de la red 232.30 y 239.20 V respectivamente, consecuencia directa del límite de tensión de la vivienda (ver Tablas 3.10 y 3.11). Aunque no se aprecia a simple vista, los modelos correspondientes a las instalaciones de 1 y

5 kW también se ven sensiblemente limitados para el máximo nivel de tensión de la red.

Cabe destacar que la potencia máxima de la instalación fotovoltaica se ve limitada para los modelos de mayor capacidad a aproximadamente 6 kW en ambos para el nivel máximo de tensión de la red. Lo que supone un porcentaje de potencia generada respecto al máximo posible de 60 y 30 % para los modelos con capacidad instalada 10 y 20 respectivamente.

Con respecto a los valores mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica son idénticos para todos los modelos, por lo que la correspondiente gráfica muestra las curvas superpuestas. Estas muestran un máximo para el nivel mínimo de tensión de la red que tiene un valor de aproximadamente 250 W, esto se produce debido a que la reducida tensión de red no permite el suministro en condiciones de servicio y es necesario que la instalación fotovoltaica supla la demanda de la vivienda. Para el resto de niveles de tensión de la red el valor mínimo es muy próximo a 0, en coherencia con el modelado del sistema. Debido a que no se considera que aporte información reseñable se decide no mostrar la gráfica.

### Potencia aparente de la red

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos de la potencia aparente de la red entre los citados modelos.

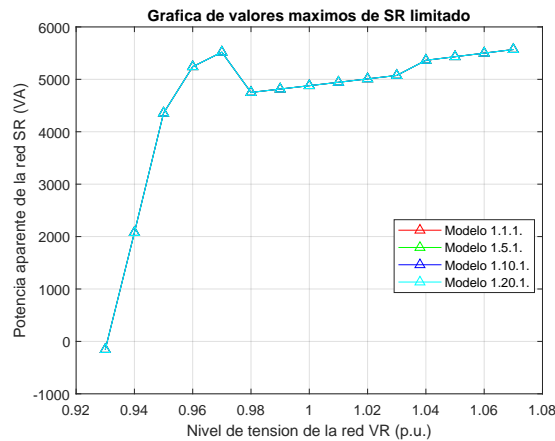


Figura 3.35: Comparación de valores máximos de la potencia de la red en el sistema previo para viviendas tipo 1.

Los valores máximos de la potencia aparente de la red son idénticos para todos los modelos, por lo cual la Fig. 3.35 muestra las curvas superpuestas. Se observa que el valor que toman las curvas para el nivel mínimo de tensión de la red es negativo, es decir bajo esas condiciones siempre se cede potencia a la red. Llama especialmente

la atención la forma que toman las curvas, es muy similar a la función del modelo 3.1.1.1 de la gráfica que muestra los valores máximos de Potencia de la vivienda 3.33, este modelo se caracteriza por poseer la instalación fotovoltaica de menor capacidad. Resulta coherente que cuando la instalación fotovoltaica tiene una potencia máxima incapaz de dar suministro completo a la vivienda, la curva de potencia generada por la red se asemeja a la curva de potencia consumida por la vivienda, consecuencia de que la instalación fotovoltaica interfiere poco en los flujos de potencia entre la red y la vivienda. El valor en los extremos del nivel de tensión de la red, que coincide con los extremos de la función, corresponde con aproximadamente -150 y 5300 W.

A continuación se mostrará una comparativa de los valores mínimos de la potencia aparente de la red entre los citados modelos.

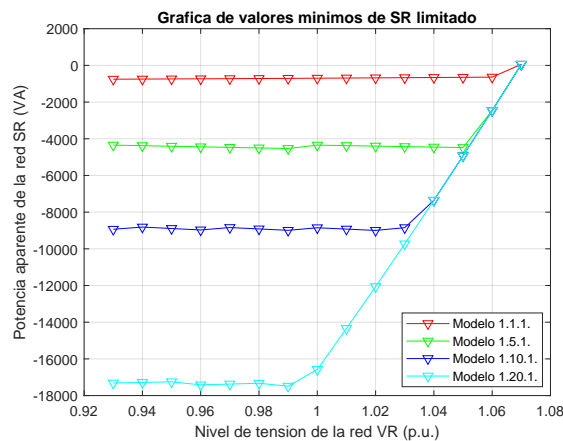


Figura 3.36: Comparación de valores mínimos de la potencia de la red en el sistema previo para viviendas tipo 1.

En la Fig. 3.36 se observa que la potencia mínima de la red, es decir la potencia máxima de inyección a red, no se ve limitada para valores de niveles de tensión de la red inferiores al valor nominal, ajustando su valor a una determinada fracción de la capacidad de la instalación correspondiente a cada modelo. Por otra parte para niveles de tensión de la red superiores al nominal se observa como las potencias máximas de inyección de los modelos correspondientes a las instalaciones de 20 y 10 kW se ven limitadas considerablemente, a partir de los valores de tensión de la red 230.00 y 236.90 V respectivamente. La gráfica de la Fig. 3.36 está íntimamente relacionada con la gráfica de Valores máximos de la instalación fotovoltaica 3.34, el límite de tensión en la vivienda limita la producción de la instalación fotovoltaica y en consecuencia se limita la inyección a red. También se observa como se limitan los modelos con capacidades instaladas inferiores, aunque en menor medida, y para niveles de tensión de la red superiores. Es relevante mencionar que para la tensión máxima de la red, el mínimo valor de la potencia de la red es positivo para todos los modelos, lo que lleva a concluir que bajo esas condiciones el sistema previo es incapaz de inyectar potencia a la red.

Con el fin de ilustrar la gráfica de la Fig. 3.36 se va a mostrar una tabla con los valores máximos de inyección a red y el porcentaje que estos valores máximos representan respecto a la capacidad instalada de cada modelo, lo que dará una idea de cuanto se consume en el sistema, a este factor se le denominará capacidad de inyección relativa.

Modelo	$P_R$ mínima (W)	Capacidad de inyección relativa (%)
1.1.1.	-716.1	71.6
1.5.1.	-4304.6	86.1
1.10.1.	-8546.8	85.5
1.20.1.	-16613.2	83.1

Tabla 3.22: Máxima inyección a red.

De la Tabla 3.22 se observa que el consumo del sistema depende directamente del flujo de potencia del sistema hacia la red, y este se reduce proporcionalmente para mayores potencias de inyección a red. Resulta coherente que una mayor intensidad, intrínsecamente necesaria para un mayor flujo de potencia, repercuta en unas pérdidas mayores para el sistema.

### Tensión de la instalación fotovoltaica

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos de la tensión de la instalación fotovoltaica entre los citados modelos.

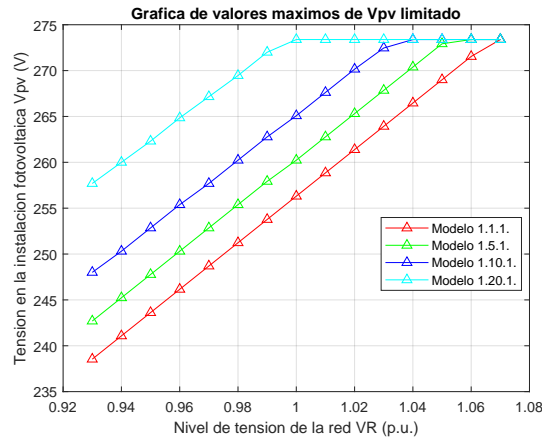


Figura 3.37: Comparación de valores máximos de la tensión de la instalación fotovoltaica en el sistema previo para viviendas tipo 1.

En la Fig. 3.37 se observa que la tensión de la instalación fotovoltaica no se ve limitada para valores de niveles de tensión de la red inferiores al valor nominal. Por otra parte para niveles de tensión de la red superiores al nominal se observa como la tensión de la instalación fotovoltaica de todos los modelos se ve limitada en distinta

medida. La Fig. 3.37 esta íntimamente relacionada con la gráfica de valores máximos de potencia de la instalación fotovoltaica 3.34 y con la gráfica de valores mínimos de potencia de la red 3.36, todos ellos ilustran las consecuencias de la limitación de tensión de la vivienda. La tensión máxima que es capaz de proporcionar cualquiera de las instalaciones fotovoltaicas en el sistema previo para una vivienda de tipo 1 ( $P_{max} = 5750W$ ) es de 273.39 V lo que en sistema por unidad corresponde aproximadamente con 1.1887 p.u.

Con respecto a los valores mínimos de la tensión de la instalación fotovoltaica son idénticos para todos los modelos, por lo que la correspondiente gráfica muestra las curvas superpuestas. Cada función es lineal y proporcional al nivel de tensión de la red (creciente), aunque muestran una meseta para los niveles de tensión de la red entre 0.93 y 0.95 p.u., los valores mínimo y máximo se corresponden con los niveles extremos de tensión de la red. Debido a que no se considera que aporte información reseñable se decide no mostrarla. Los valores varían entre aproximadamente 238 y 268 V.

### 3.6.1.2. Viviendas con potencia prevista de 9200 W

En segundo lugar se tienen los modelos con potencia de la vivienda que corresponde con una vivienda con la potencia prevista del tercer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (9200W), e instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 5, 10 y 20 kW y se varía la tensión de alimentación de la red entre sus límites. Debido a la potencia prevista, no se consideran instalaciones de 1 kW de capacidad por considerarse no adecuadas para este tipo de viviendas. Es decir los modelos definidos como 3.1.1.5, 3.1.1.6 y 3.1.1.7

Con el fin de no caer en duplicidades solo se mostrarán las gráficas y tablas que supongan una diferencia notoria respecto al caso anterior.

#### Potencia aparente de la vivienda

La gráfica de valores máximos de la potencia aparente de la vivienda varía visiblemente respecto al caso anterior.

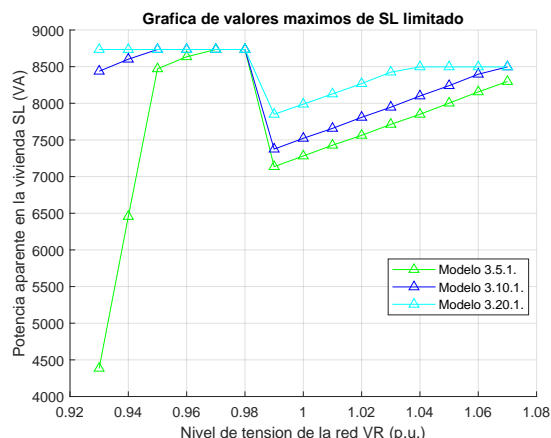


Figura 3.38: Comparación de valores máximos de la potencia de la vivienda en el sistema previo para viviendas tipo 3.

En la figura correspondiente al caso anterior, Fig. 3.33, las curvas alcanzaban su máximo en el nivel máximo de tensión de la red, en este caso, Fig. 3.38, se alcanza a niveles de tensión de red inferiores al nominal. Esta vez el punto en el que se superponen corresponde con el nivel de tensión de la red 0.98 p.u. superior al anterior. Y las potencias alcanzadas son superiores por el aumento del límite de la potencia de la vivienda. Los valores mínimos prácticamente no varían.

### Potencia aparente de la instalación fotovoltaica

La gráfica de valores máximos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica es similar al caso anterior. En estos casos los modelos se ven limitados a partir de niveles de tensión de la red superiores a los anteriores, para los casos de 20 y 10 kW estos niveles de tensión son 236.9 y 241.5 V, efecto directo de la reducción de tensiones debido a la potencia prevista superior a la anterior. Esta vez el límite de potencia generada para el nivel máximo de tensión de la red es de aproximadamente 9 kW, lo que supone respecto a la capacidad máxima un 45 y 90 % respectivamente, valores superiores al caso anterior. Por ello se concluye que una potencia prevista de la vivienda superior influye positivamente sobre la limitación de potencia generada por la instalación fotovoltaica. Los valores mínimos prácticamente no varían.

### Potencia aparente de la red

La gráfica de valores máximos de la potencia aparente de la red es similar al caso anterior, sin embargo la forma de la gráfica ha cambiado adecuándose a la estructura observada en la gráfica de valores máximos de la potencia de la vivienda, Fig. 3.38, de nuevo toma su máximo para un nivel de tensión inferior al nominal. La función toma valores mayores por el aumento del límite de potencia de la vivienda, en este caso los valores mínimos y máximos son -170 y 8600 W respectivamente. La gráfica

de valores mínimos de la potencia aparente de la red, es decir de valores máximos de inyección a red es similar a la del caso anterior. De forma análoga a la limitación de la potencia de la instalación fotovoltaica, los niveles de tensión para los que se limitan las curvas son superiores al caso con vivienda tipo 1 ( $P_{max} = 5750W$ ), para los casos de 20 y 10 kW estos niveles de tensión son 232.3 y 236.9 V. De nuevo el sistema no es capaz de inyectar a red para el nivel máximo de tensión de la red.

Se va a mostrar una tabla con los valores máximos de inyección a red y el porcentaje que estos valores máximos representan respecto a la capacidad instalada de cada modelo, lo que dará una idea de cuanto se consume en el sistema.

Modelo	$S_R$ mínima (W)	Capacidad de inyección relativa (%)
3.5.1.	-3848.4	86.3
3.10.1.	-8601.8	86.0
3.20.1.	-16801.6	84.0

Tabla 3.23: Máxima inyección a red.

Si se comparan los valores expuestos en la Fig. 3.23 con los correspondientes al caso con vivienda tipo 1 3.22, se observa que son moderadamente superiores. Lo que corresponde con un consumo menor del sistema, coherente ya que la impedancia de la derivación individual es inferior.

### Tensión de la instalación fotovoltaica

La gráfica de los valores máximos de la tensión de la instalación fotovoltaica es similar al caso anterior. La citada gráfica esta íntimamente relacionada con la gráfica de valores máximos de potencia de la instalación fotovoltaica y con la gráfica de valores mínimos de potencia de la red, todos ellos ilustran las consecuencias de la limitación de tensión de la vivienda. Por todo ello los niveles de tensión de la red para los que se limitan estas magnitudes son superiores al caso anterior, como ya se ha mencionado. La tensión máxima que es capaz de proporcionar cualquiera de las instalaciones fotovoltaicas en el sistema previo para una vivienda de tipo 3 ( $P_{max} = 9200W$ ) es de 273.39 V, valor idéntico al de la vivienda tipo 1 ( $P_{max} = 5750W$ ). La gráfica de los valores mínimos de la tensión de la instalación fotovoltaica es similar al caso anterior. La meseta que se mencionaba en el caso anterior, en este caso se da entre los niveles de tensión de la red 0.93 y 0.96. Finalmente los valores extremos evolucionan aproximadamente a 238 y 266 respectivamente, el mínimo no ha variado y el máximo se ha reducido.

### 3.6.1.3. Viviendas con potencia prevista de 14490 W

En tercer lugar se tienen los modelos con potencia de la vivienda que corresponde con una vivienda con la potencia prevista del ultimo escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (14490W), e instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 5, 10 y 20 kW y se varía la tensión de alimentación de la red entre sus límites. Debido a que la potencia prevista es superior al caso anterior, esta vez tampoco se consideran instalaciones de 1 kW de capacidad. Es decir los modelos definidos como 3.1.1.8, 3.1.1.9 y 3.1.1.10

De nuevo con el fin de no caer en duplicidades solo se mostrarán las gráficas y tablas que supongan una diferencia notoria respecto a los casos anteriores.

#### Potencia aparente de la vivienda

La gráfica de valores máximos de la potencia aparente de la vivienda varia visiblemente respecto al caso anterior.

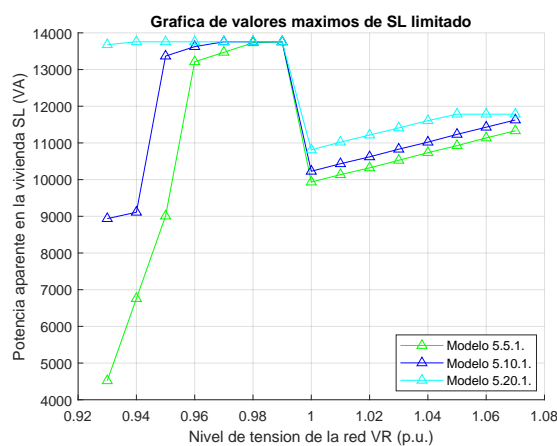


Figura 3.39: Comparación de valores máximos de la potencia de la vivienda en el sistema previo para viviendas tipo 5.

En esta situación la gráfica representada en la Fig. 3.39 muestra similitudes con ambos casos anteriores de modelos de vivienda con potencia prevista de 5750 y 9200 W, respectivamente 3.33 y 3.38. Con la primera de ellas se observa como la dispersión de valores máximos para el nivel de tensión de la red mínimo es similar, siendo las capacidades de las fotovoltaicas diferentes (no se incluye el modelo con capacidad instalada de 1 kW). En cambio en la comparación segunda se muestra como las curvas cambian de estructura, pareciera que se estiran en la dirección de ordenadas, los valores que toman las curvas para el nivel máximo de tensión de la red son menores respecto al máximo. Se observa que cuanto mayor es la diferencia, en términos matemáticos, entre la capacidad de la instalación fotovoltaica y la potencia

prevista para la vivienda, la función tiende a variar en menor medida entre sus extremos, sin embargo cuando esta diferencia es cercana a 0 o negativa, la función toma valores más dispares. Se concluye que las curvas de demanda de la vivienda toman distintas estructuras en función de la proporción entre potencia prevista para la vivienda y la capacidad de la instalación fotovoltaica, debido al flujo de potencia de mayor o menor valor entre ambas. Los valores mínimos prácticamente no varían.

El resto de magnitudes que se han mencionado que se llevarían a estudio no aportan información extra, por ello no se mostrarán.

### Ejemplo representativo de la configuración 1

Para finalizar se va ilustrar esta configuración mediante gráficas que comparan la misma magnitud de diferentes elementos del sistema para un modelo concreto. Se decide mostrar únicamente el modelo 3.1.1.4, ya que como se ha comprobado en el desarrollo de esta configuración, es el que sufre limitaciones de mayor calado.

A continuación se muestra la comparativa entre potencias máximas y mínimas respectivamente del citado modelo.

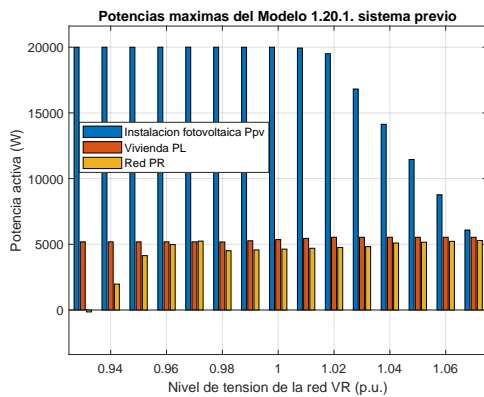


Figura 3.40: Gráfica comparativa de potencias máximas del sistema previo del modelo 3.1.1.4

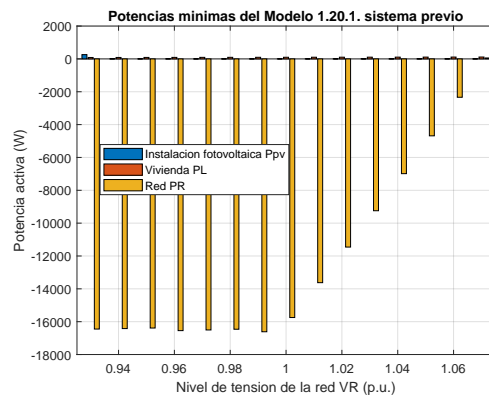


Figura 3.41: Gráfica comparativa de potencias mínimas del sistema previo del modelo 3.1.1.4

También se considera oportuno mostrar la comparativa entre tensiones máximas, varias de ellas limitadas.

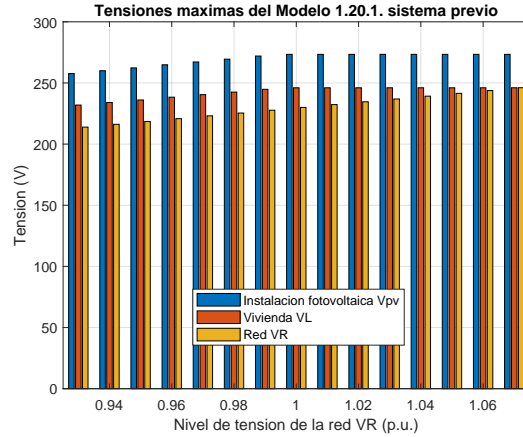


Figura 3.42: Comparación de valores máximos de la tensión del sistema previo del modelo 3.1.1.4

En la Fig. 3.42 se observa que en términos generales cuanto mayor es la tensión de la red más se eleva la tensión de la vivienda la cual limita la producción de la instalación fotovoltaica y como consecuencia directa se limita la inyección a red.

### 3.6.2. Configuración 2. Viviendas individuales del sistema mejorado.

La configuración 2 pretende representar la situación en la que un solo usuario posee una vivienda aislada eléctricamente por el micro-transformador, conectada a la red de baja tensión, y también una instalación de generación fotovoltaica con capacidad de inyección a red.

Para todos los casos de este estudio el valor de  $m$  es variable, la cual rige el comportamiento del micro-transformador, es decir el modelo es idéntico pero esta vez sí se producen alteraciones de la tensión y la intensidad en la vivienda.

Tanto los resultados del sistema previo como los correspondientes al sistema mejorado cumplen con todas las limitaciones, físicas y técnicas.

Se tienen los modelos con potencia de la vivienda que corresponde con una vivienda con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), e instalación fotovoltaica con una potencia instalada de 5, 10 y 20 kW y se varía la tensión de alimentación de la red entre sus límites. Es decir los modelos definidos como 3.1.1.2, 3.1.1.3 y 3.1.1.4.

Cabe destacar que debido a las conclusiones alcanzadas en la configuración 1 se decide no mostrar el modelo 3.1.1.1 en esta ocasión, aunque sus resultados es posible

que se tengan en cuenta con carácter comparativo. Este modelo posee un número ínfimo de casos de sobretensión y por tanto posee escaso margen de mejora.

En lo sucesivo únicamente se mostrarán gráficas de máximos y/o mínimos en las que se observe diferencias entre el sistema previo y el sistema mejorado, los casos que no muestren ninguna mejora no se mencionarán.

### 3.6.2.1. Mejora del modelo 3.1.1.2

#### Potencia aparente de la vivienda

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos y mínimos de la potencia aparente de la vivienda para el sistema previo y para el sistema mejorado.

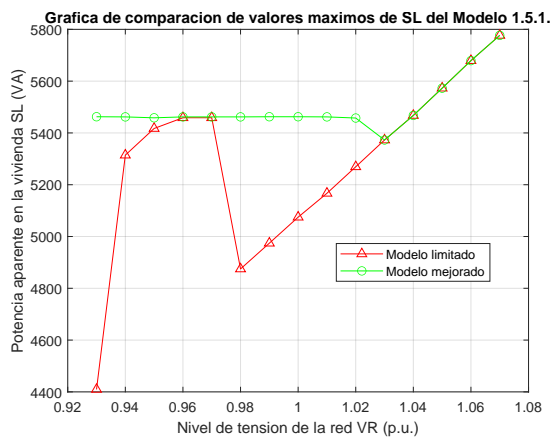


Figura 3.43: Comparación de valores máximos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.1.2

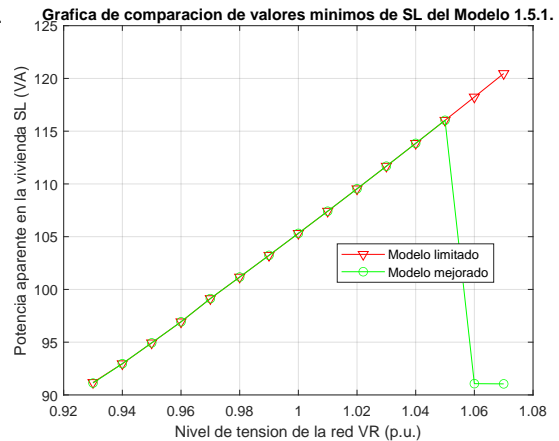


Figura 3.44: Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.1.2

En la gráfica de valores máximos representada en la Fig. 3.43 se observa como la actuación del micro-transformador provoca que para niveles de tensión de la red que corresponden con 234.6 V e inferiores la potencia máxima de la vivienda sea de aproximadamente 5200 W, eliminando las fluctuaciones observadas en el sistema previo. Esta potencia representa aproximadamente un 90 % de la máxima potencia prevista por Reglamento (REBT).

Con el fin de ilustrar la diferencia de valores entre el sistema previo y el mejorado, se muestra una tabla con dichos valores, que en adelante se les denominarán mejoras, también se incluirá el porcentaje de mejora entendida como la proporción entre el valor mejorado y el limitado.

Tensión de la red (V)	213.9	216.2	218.5	220.8	223.1	225.4	227.7	230.0	232.3	234.6
Mejora (VA)	1052.92	147.62	41.15	3.27	3.27	587.19	488.28	387.81	295.05	188.27
Porcentaje de mejora (%)	123.9	102.8	100.8	100.1	100.1	112.1	109.8	107.6	105.7	103.6

Tabla 3.24: Mejora de los máximos de la potencia aparente de la vivienda 3.1.1.2

En la gráfica de valores mínimos representada en la Fig. 3.44 se observa que la actuación del micro-transformador provoca que, para los niveles de tensión para los que se daban sobretensiones en el sistema previo, se reduzcan drásticamente las potencias mínimas a valores próximos al obtenido para el nivel de tensión mínimo de la red. Esto sucede como consecuencia directa de reducir la tensión en la vivienda gracias al micro-transformador.

### Potencia aparente de la instalación fotovoltaica

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos y mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado.

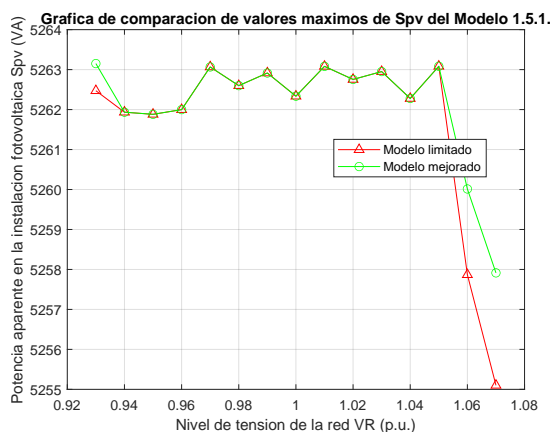


Figura 3.45: Comparación de valores máximos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.1.2

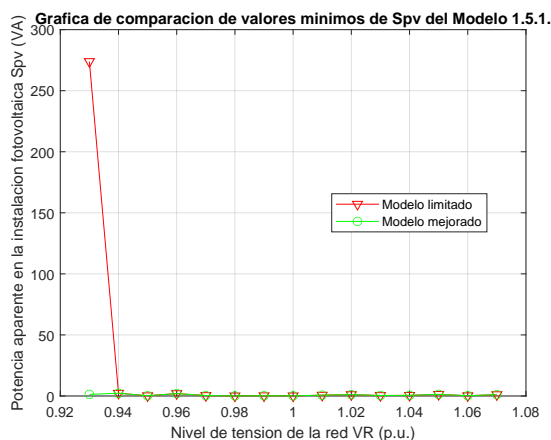


Figura 3.46: Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica del modelo 1.5.1.

En la gráfica de valores máximos representada en la Fig. 3.45 se observa como la actuación del micro-transformador provoca mejoras en los niveles de la tensión de la red 0.93, 1.06 y 1.07. Estas mejoras suponen un incremento de potencia respecto al sistema previo de 0.68, 2.14 y 2.81 VA respectivamente, valores muy reducidos que no suponen una mejora sustancial. En la gráfica que representa los máximos de Potencia aparente de la instalación fotovoltaica en el sistema previo 3.34 no se apreciaba la forma errática de la función debido a que varía menos de 10 VA. Cabe destacar que la máxima potencia aparente teórica de la instalación fotovoltaica corresponde con 5263.2 VA por lo que para la mayoría de los casos los valores están muy próximos.

En la gráfica de valores mínimos representada en la Fig. 3.46 se observa como el único valor discordante que corresponde con el nivel mínimo de tensión de la red se reduce a prácticamente cero. Repercusión directa de la actuación del micro-transformador para elevar la tensión de la vivienda cuando la tensión de la red es demasiado reducida respecto al límite inferior de tensión de la vivienda.

### Potencia aparente de la red

A continuación se mostrará una comparativa de los valores mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado. La gráfica que corresponde con los valores máximos no presenta ninguna mejora.

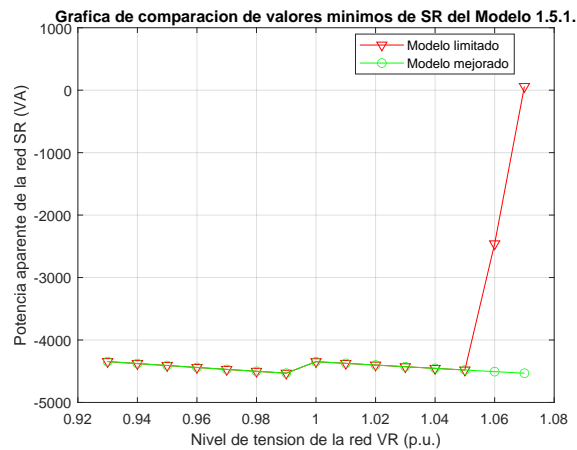


Figura 3.47: Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la red del modelo 3.1.1.2

En la Fig. 3.47 se observa que los valores mínimos de la potencia de la red limitados en el sistema previo se reducen en términos absolutos, es decir aumentan las máximas potencias de inyección a red. Tras la actuación del micro-transformador se hace posible inyectar potencia a red cuando esta toma su nivel máximo de tensión, en otras palabras en situaciones en las que la red posee un exceso de carga. Para el nivel de tensión de la red máximo que corresponde con 246.1 V la mejora permite inyectar a red en torno a 4300 W más que en el sistema previo, valor significativamente elevado. De manera orientativa, ya que más adelante se profundizará en las consecuencias económicas que suponen el aumento de la potencia de inyección a red, con un precio medio de venta de 0.1 €/kWh supondría 0.43 € cada hora que se den las condiciones de estudio de forma continuada.

### Tensión de la instalación fotovoltaica

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos y mínimos de la Tensión de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema

mejorado.

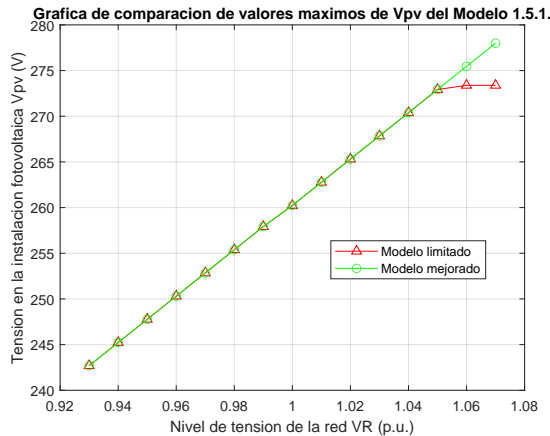


Figura 3.48: Comparación de valores máximos de la tensión de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.1.2

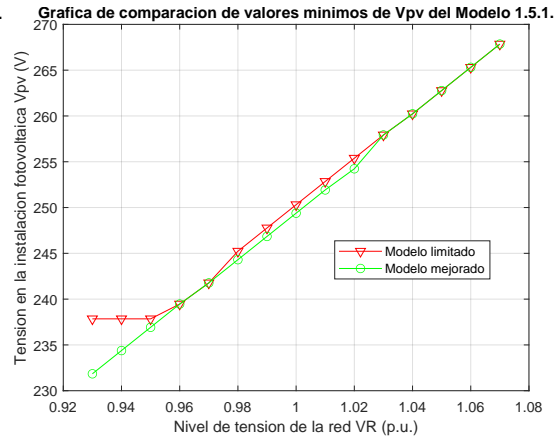


Figura 3.49: Comparación de valores mínimos de la tensión de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.1.2

Se observa que en la gráfica de máximos representada en la Fig. 3.48 la mejora permite alcanzar mayores tensiones en la instalación fotovoltaica respecto al sistema limitado para los niveles de tensión para los que se producen sobretensiones. De forma similar en la gráfica de mínimos representada en la Fig. 3.49 se alcanzan menores tensiones en la instalación fotovoltaica respecto al sistema limitado para los mismos niveles de tensión para los que se consigue una mejora en la gráfica de comparación de valores máximos de potencia de la vivienda del Modelo 3.1.1.2 3.43. Se concluye que la tensión máxima de la instalación fotovoltaica mejora en las mismas situaciones de carga de la red que mejora la potencia mínima de la vivienda y en sentido inverso. Es lógico que si los casos mejorados provienen de la reducción y aumento de tensión en la vivienda, las repercusiones directas sean el aumento de la potencia de la vivienda y el aumento de la tensión máxima de generación de la instalación fotovoltaica, ambas limitadas por la tensión de la vivienda. El valor máximo de la tensión de la instalación fotovoltaica corresponde con exactamente 278 V.

### 3.6.2.2. Mejora del modelo 3.1.1.3

#### Potencia aparente de la vivienda

Por la similitud de las gráficas de máximos y mínimos de la potencia aparente de la vivienda para el sistema previo y para el sistema mejorado respecto al modelo anterior, no se mostraran dichas gráficas pero se comentarán los valores que toman.

La gráfica de máximos guarda similitudes con la gráfica homóloga del modelo

3.1.1.2 3.43, por ello se remite al lector a esas mismas conclusiones 3.6.2.1.

De la misma forma y con el fin de ilustrar la diferencia de valores entre el sistema previo y el mejorado, se muestra una tabla con dichos valores.

Tensión de la red (V)	213.9	216.2	218.10	220.8	223.1	225.4	227.7	230.0	232.3
Mejora (VA)	24.59	3.85	3.85	3.28	3.28	387.26	295.60	193.21	98.71
Porcentaje de mejora (%)	100.5	100.1	100.1	100.1	100.1	107.6	105.7	103.7	101.8

Tabla 3.25: Mejora de los máximos de la potencia aparente de la vivienda 3.1.1.3

En la Tabla 3.25 se observa que en esta ocasión la mejora es sustancialmente inferior para la mayoría de los niveles de tensión de red que aparecen en la tabla, la máxima mejora corresponde con aproximadamente 370 W. Cabe destacar que la gráfica muestra que los valores limitados son superiores al caso anterior y los valores de la mejora alcanzan el mismo resultado.

La gráfica de mínimos guarda similitudes con la gráfica homóloga del modelo 3.1.1.2 3.43, por ello se remite al lector a esas mismas conclusiones 3.6.2.1.

### Potencia aparente de la instalación fotovoltaica

Por la similitud de las gráficas de máximos y mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado respecto al modelo anterior, no se mostrarán dichas gráficas pero se comentarán los valores que toman.

En la gráfica de valores máximos se observa como la actuación del micro-transformador provoca mejoras en los niveles de la tensión de la red iguales y superiores a 1.04 (p.u.), los que suponían sobretensiones en el sistema previo. La máxima mejora que se da para el nivel máximo de tensión de la red supone un incremento de potencia respecto al sistema previo de aproximadamente 3900 W, en esta ocasión la mejora toma valores notoriamente superiores al modelo anterior, en otras palabras se aumenta el espacio para la mejora. Cabe destacar que la máxima potencia aparente teórica de la instalación fotovoltaica corresponde con 10526.3 VA por lo que para todos los casos los niveles de tensión de la red están muy próximos.

La gráfica de mínimos guarda muchas similitudes con la gráfica homóloga del modelo 3.1.1.23.46, por ello se remite al lector a esas mismas conclusiones 3.6.2.1.

### Potencia aparente de la red

A continuación se mostrará una comparativa de los valores mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado, pese a que la gráfica es similar a la del modelo anterior se decide mostrarla

por la importancia de esta magnitud para el estudio. La gráfica que corresponde con los valores máximos no presenta ninguna mejora.

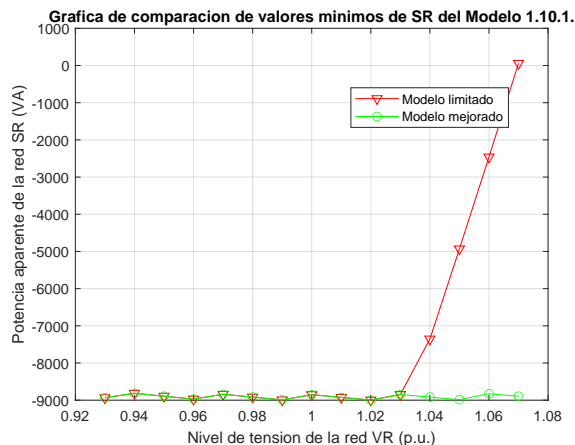


Figura 3.50: Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la red del modelo 3.1.1.3

En la Fig. 3.50 se observa que los valores mínimos de la potencia de la red limitados en el sistema previo se reducen en términos absolutos, es decir aumentan las máximas potencias de inyección a red. Tras la actuación del micro-transformador se hace posible inyectar potencia a red cuando esta toma su nivel máximo de tensión de red, en otras palabras en situaciones en las que la red posee un exceso de carga. A diferencia de la Fig. 3.47 correspondiente del modelo anterior se producen mejoras para niveles de tensión de la red iguales y superiores a 239.2 V, por ello se muestra una tabla con los valores de mejora y sus implicaciones económicas, con un precio medio de venta de 0.1 €/kWh se mostrará el precio, de cada hora para las que se den las condiciones de estudio de forma continuada.

<b>Tensión de la red (V)</b>	239.2	241.5	243.8	246.1
<b>Mejora (VA)</b>	1561.89	4054.92	6367.73	8953.00
<b>Precio (€)</b>	0.1562	0.4055	0.6368	0.8953

Tabla 3.26: Mejora de los máximos de potencia de inyección a red 3.1.1.3

En primera instancia los valores expuestos en la Tabla 3.26 se tratan de valores considerables, en adelante se estudiarán que condiciones se deben cumplir y con que frecuencia se dan estas condiciones de estudio.

### Tensión de la instalación fotovoltaica

Por la similitud de las gráficas de máximos y mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado respecto al modelo anterior 3.48 y 3.49, no se mostraran dichas gráficas. Además

las conclusiones alcanzadas son aplicables a este caso por lo que se remite al lector a las mismas 3.6.2.1, a excepción del valor máximo de la tensión de la instalación fotovoltaica que en este caso corresponde con aproximadamente 282 V, valor superior al caso anterior debido a que depende de la capacidad de la instalación fotovoltaica.

### 3.6.2.3. Mejora del modelo 3.1.1.4

#### Potencia aparente de la vivienda

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos y mínimos de la potencia aparente de la vivienda para el sistema previo y para el sistema mejorado.

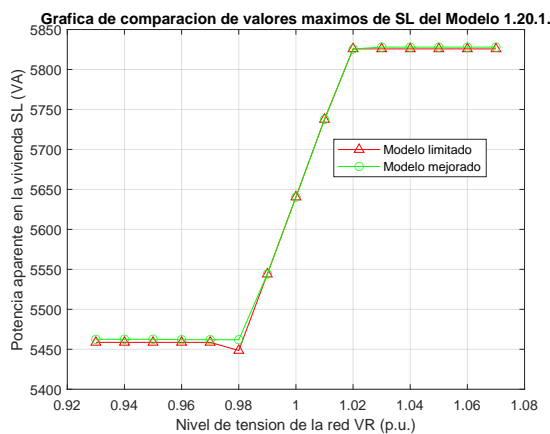


Figura 3.51: Comparación de valores máximos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.1.4

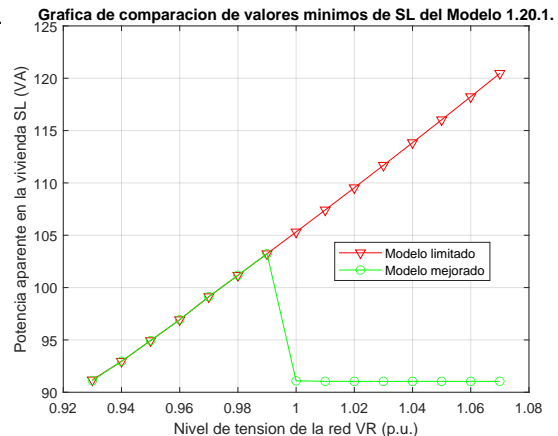


Figura 3.52: Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.1.4

En la gráfica de valores máximos representada en la Fig. 3.51 se observa una gran diferencia respecto a los anteriores modelos. Lo primero que llama la atención es la forma de las curvas, que son similares entre ellas, y presentan dos niveles distintos, uno inferior que se concentra en los menores niveles de tensión de la red y otro superior que se concentra en los mayores niveles de tensión de la red, la diferencia aproximada entre ambos es de 350 W. Como se ha mencionado las curvas presentan valores próximos, se puede observar que la máxima mejora se da para el nivel de tensión de la red de 0.98 y posee un valor de poco más de 10 VA, cantidad ínfima que prácticamente no se debe tener en cuenta.

Con respecto a la gráfica de mínimos representada en la Fig. 3.52 se remite al lector a las conclusiones alcanzadas en los modelos anteriores 3.6.2.1, aplicables a este.

### Potencia aparente de la instalación fotovoltaica

Por la similitud de las gráficas de máximos y mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado respecto al modelo anterior, no se mostrarán dichas gráficas pero se comentarán los valores que toman.

En la gráfica de valores máximos se observa como la actuación del micro-transformador provoca mejoras en los niveles de la tensión de la red iguales y superiores al nominal. La máxima mejora que se da para el nivel máximo de tensión de la red, supone un incremento de potencia respecto al sistema previo de aproximadamente 14 kW, en esta ocasión la mejora toma valores notoriamente superiores al modelo anterior, en otras palabras se aumenta el espacio para la mejora más aún. Cabe destacar que la máxima potencia aparente teórica de la instalación fotovoltaica corresponde con 21052.6 VA por lo que para todos los casos mejorados los niveles de tensión de la red están muy próximos.

La gráfica de mínimos guarda muchas similitudes con la gráfica homóloga del modelo 3.1.1.2 3.46, por ello se remite al lector a esas mismas conclusiones, Sección 3.6.2.1.

### Potencia aparente de la red

A continuación se mostrará una comparativa de los valores mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado, pese a que la gráfica es similar a la de los modelos anteriores se decide mostrarla por la importancia de esta magnitud para el estudio. La gráfica que corresponde con los valores máximos no presenta ninguna mejora.

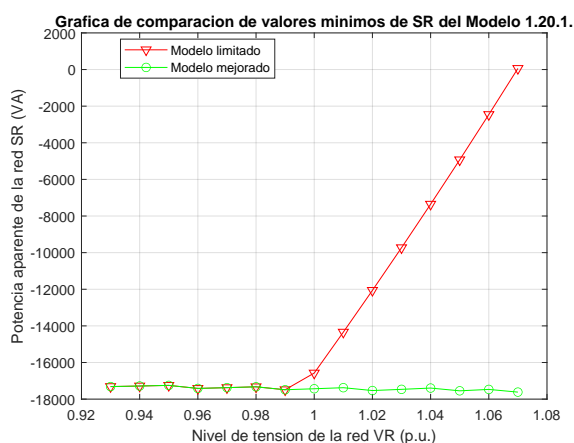


Figura 3.53: Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la red del modelo 3.1.1.4

En la Fig. 3.53 se observa que los valores mínimos de la potencia de la red limi-

tados en el sistema previo se reducen en términos relativos, es decir aumentan las máximas potencias de inyección a red. Tras la actuación del micro-transformador se hace posible inyectar potencia a red cuando esta toma su nivel máximo de tensión, en otras palabras en situaciones en las que la red posee un exceso de carga. A diferencia del modelo anterior, modelo 3.1.1.3 en Sección 3.50, se producen mejoras para niveles de tensión de la red iguales y superiores al nominal, por ello se muestra una tabla con los valores de mejora y sus implicaciones económicas, con un precio medio de venta de 0.1 €/kWh se mostrará el precio de cada hora para las que se den las condiciones de estudio de forma continuada.

Tensión de la red (V)	230.0	232.3	234.6	236.9	239.2	241.5	243.8	246.1
Mejora (VA)	858.18	3033.68	5470.92	7734.38	10040.75	12615.30	15009.64	17676.44
Precio (€)	0.0858	0.3034	0.5471	0.7734	1.0041	1.2615	1.5009	1.7676

Tabla 3.27: Mejora de los máximos de potencia de inyección a red 3.1.1.4

Se observa que los valores expuestos en la Tabla 3.27 son notablemente superiores a los correspondientes a la tabla homóloga del caso anterior, Tabla 3.26, y se dan mejoras para más niveles de tensión de la red.

### Tensión de la instalación fotovoltaica

Por la similitud de las gráficas de máximos y mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado respecto al modelo anterior, no se mostraran dichas gráficas. Además las conclusiones alcanzadas son aplicables a este caso por lo que se remite al lector a las mismas, Sección 3.6.2.1, a excepción del valor máximo de la tensión de la instalación fotovoltaica que en este caso corresponde con aproximadamente 291 V, mayor aún al caso anterior.

### Ejemplo representativo de la configuración 2

A continuación se va ilustrar esta configuración mediante gráficas que comparan la misma magnitud de diferentes elementos del sistema mejorado para un modelo concreto. Se decide mostrar únicamente el modelo 3.1.1.4, ya que como se ha comprobado en el desarrollo de esta configuración, es el que sufre mejoras de mayor calado. Se emplaza al lector a comparar las siguientes gráficas con las correspondientes a la configuración anterior, Figs. 3.40, 3.41 y 3.42.

A continuación se muestra la comparativa entre potencias máximas y mínimas respectivamente del citado modelo.

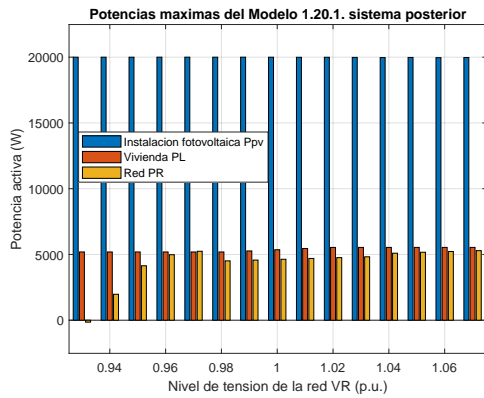


Figura 3.54: Gráfica comparativa de potencias máximas del sistema mejorado del modelo 3.1.1.4

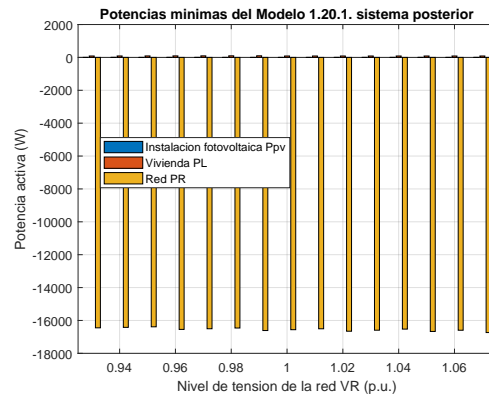


Figura 3.55: Gráfica comparativa de potencias mínimas del sistema mejorado del modelo 3.1.1.4

También se considera oportuno mostrar la comparativa entre tensiones máximas, varias de ellas limitadas.

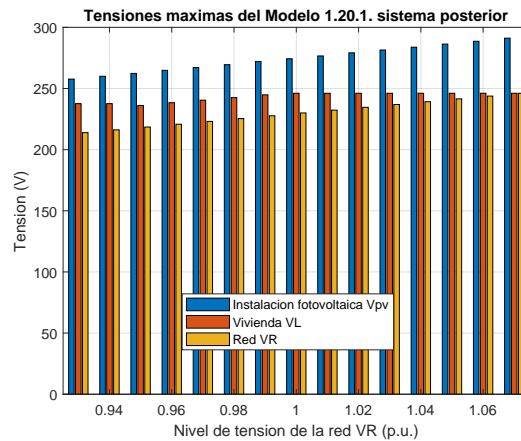


Figura 3.56: Comparación de valores máximos de la tensión del sistema mejorado del modelo 3.1.1.4

Por ultimo se mostrarán las intensidades máximas y mínimas alcanzadas en el sistema.

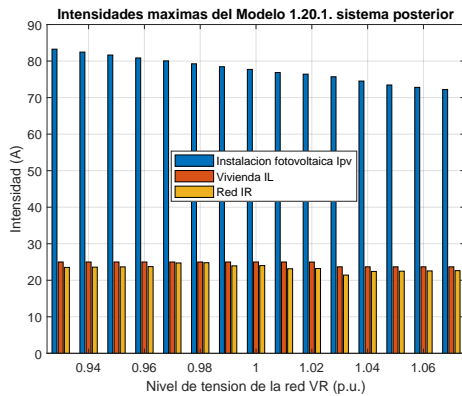


Figura 3.57: Gráfica comparativa de intensidades máximas del sistema mejorado del modelo 3.1.1.4

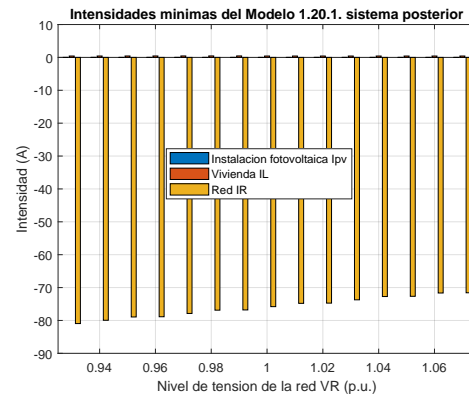


Figura 3.58: Gráfica comparativa de intensidades mínimas del sistema mejorado del modelo 3.1.1.4

En las Figs. 3.57 y 3.58 se observa que para todos los niveles de tensión de la red este modelo incurre en intensidades máximas en valor absoluto de la instalación fotovoltaica y de la red de más de 70 A, más adelante se pondrá en contexto este valor y se estudiará la posibilidad de que suceda en el sistema definido.

### 3.6.3. Configuración 3. Conjuntos de viviendas del sistema previo.

La configuración 3 pretende representar la situación en la que varios usuarios poseen viviendas conectadas a la red de baja tensión y a su vez varias instalaciones de generación fotovoltaica con capacidad de inyección a red.

Para todos los casos de este estudio el valor de  $m$ , la variable que rige el comportamiento del micro-transformador es igual a la unidad, es decir el modelo es similar pero no se producen alteraciones de la tensión y la intensidad en la vivienda. En este caso el sistema varía ligeramente su estructura, el Reglamento (REBT) indica que para suministros de bloques o conjuntos de viviendas se debe incluir un conductor llamado línea general de alimentación (LGA) entre la acometida y el punto de conexión de las derivaciones individuales. Además se incluye los equivalentes Thevenin para las impedancias que en esta configuración pasarán a ser conjuntos de impedancias asociadas en paralelo, estas corresponden con la Derivación individual (DI), la carga de la vivienda que representa el consumo de la misma y la carga de la instalación fotovoltaica que representa las pérdidas de la misma. Cabe destacar que en todas ellas el número de elementos asociados se rige por el número de viviendas ( $n_{viv}$ ), suponiendo así que por cada vivienda extra se añadirán una derivación individual y una instalación fotovoltaica más. Por ello no se consideran bloques de

viviendas que posean una instalación fotovoltaica común a todas ellas, normalmente instaladas en un lugar común como puede ser la azotea, en vez de lo citado se considera que cada vivienda posee su instalación fotovoltaica propia ubicada en su propia vivienda o en un lugar próximo a la misma.

Además el sistema esta totalmente limitado, los resultados que se van a mostrar cumplen tanto con límites físicos como los técnicos.

Debido a las conclusiones alcanzadas en las configuraciones 1 y 2, en adelante únicamente se mostraran modelos para los que se den sobretensiones para el nivel de tensión de la red que corresponde con el nominal (230 V) y superiores. Ya que estos modelos son los que poseen un mayor margen de mejora y en consecuencia una mayor ganancia de la venta de excedentes de la producción de la instalación fotovoltaica. Estos nos permite obtener un punto de referencia respecto al tamaño de las viviendas e instalaciones fotovoltaicas tales que la ganancia alcance un valor que sea suficiente para considerar la rentabilidad del micro-transformador.

Respecto a la potencia prevista para la vivienda exclusivamente se tendrá en cuenta la que corresponde con la potencia prevista del primer escalón de potencias previstas por el Reglamento (REBT) 2.1 (5750W), por ser la más común en agrupaciones de viviendas.

Con las consideraciones recientemente expuestas los modelos que se llevarán a estudio durante esta configuración, ordenados de manera ascendente por el número de viviendas, corresponden con 3.1.2.1, 3.1.2.2, 3.1.2.3, 3.1.2.4, 3.1.2.5 y 3.1.2.6. El ultimo que podría haberse llevado a estudio porque cumple todas las consideraciones citadas y tiene en cuenta instalaciones fotovoltaicas de 1 kW de capacidad es el modelo 1.1.28, pero se considera una situación poco común por el elevado número de viviendas.

### **Potencia aparente del conjunto de viviendas**

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos de la potencia aparente de las vivienda entre los citados modelos.

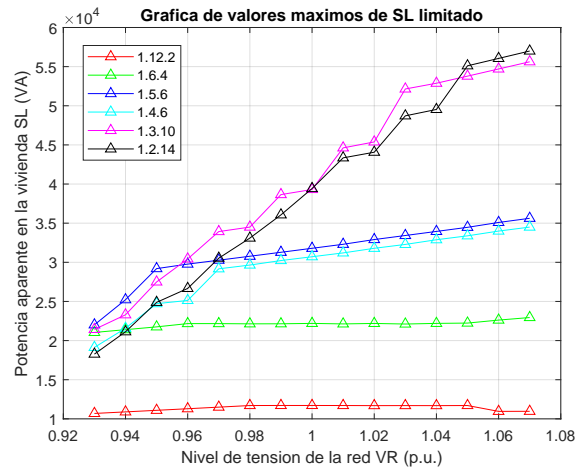


Figura 3.59: Comparación de valores máximos de la potencia de las viviendas en el sistema previo para viviendas tipo 1.

En primer lugar, se debe tener en cuenta para analizar la gráfica de la Fig. 3.59 correctamente que cada modelo posee una potencia total del conjunto de viviendas propia. Por ello se muestra una tabla que ilustra la máxima potencia alcanzada en el sistema previo, y por tanto limitado, y la máxima teórica, también se incluye la proporción que supone una potencia respecto a la otra y se definirá como limitación mínima, debido a que se compara el máximo absoluto de cada función y por tanto el que esta limitado en menor grado respecto a la potencia máxima teórica. De manera análoga se muestra el mínimo de las curvas de potencias máximas y la limitación máxima de cada modelo.

Modelo	$P_L$ máxima teórica (kW)	$P_L$ máxima (kW)	$P_L$ mínima (kW)	Limitación máxima (%)	Limitación mínima (%)
1.12.2.	11.50	11.12	10.16	96.70	88.35
1.6.4.	23.00	21.80	19.99	94.78	86.91
1.5.6.	34.50	33.84	20.91	98.09	60.61
1.4.6.	34.50	32.77	18.17	94.99	52.67
1.3.10.	57.50	55.62	20.35	96.73	35.39
1.2.14.	80.50	54.15	17.36	67.27	21.57

Tabla 3.28: Valores máximos de  $S_L$  del sistema previo para cada modelo.

En la Tabla 3.28 se observa como el modelo 3.1.2.1 es uno de los más estables respecto a los distintos niveles de tensión de la red y además resulta un porcentaje de limitación mínima y máxima bastante elevados. Debido a que los valores que toma la potencia máxima son próximos y relativamente cercanos al máximo teórico se considera este modelo como el limitado en menor grado. En el extremo opuesto se encuentra el modelo 3.1.2.6 que presenta una mayor disparidad de valores respecto a los diferentes niveles de tensión de la red y además resulta en unos porcentajes de limitación mínima y máxima considerablemente inferiores al resto de modelos, por ello este último se considera el modelo limitado en mayor grado. Los demás modelos toman valores que suponen en torno al 96 % de limitación mínima, sin embargo

la limitación máxima para los mismos parece darse en el nivel mínimo de tensión de red, y difiere bastante entre modelos, siendo los más afectados los que poseen mayor número de viviendas y por ello mayor potencia prevista para el conjunto de viviendas. Por todo ello se puede afirmar que la limitación de potencias del conjunto de viviendas es proporcional a la potencia prevista total, en definitiva del número de viviendas, ya que la potencia prevista para cada vivienda es idéntica.

A continuación se mostrará una comparativa de los valores mínimos de la potencia aparente de las viviendas entre los citados modelos.

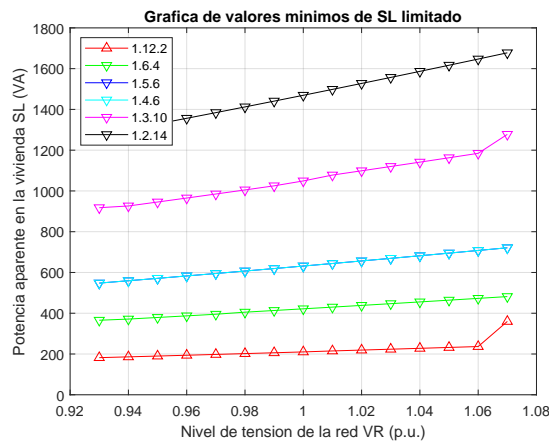


Figura 3.60: Comparación de valores mínimos de la potencia de las viviendas en el sistema previo para viviendas tipo 1.

Con respecto a los valores mínimos de la potencia aparente de la vivienda representados en la Fig. 3.60 se observa que para la mayoría de modelos se muestran curvas lineales y crecientes respecto a los niveles de tensión de la red y toman valores próximos, aunque algunos en menor medida, al sumatorio de consumos fantasma del conjunto de viviendas. Cabe destacar que la función del modelo 3.1.2.3 se encuentra superpuesta con la del modelo 3.1.2.4, efecto derivado de poseer el mismo consumo, derivado del número idéntico de viviendas. En los modelos 3.1.2.1 y 3.1.2.5 se observa un aumento no lineal en el nivel máximo de tensión de la red, esto es provocado por el efecto de sobrecarga de la red que aumenta especialmente la potencia mínima consumida por la vivienda en esta situación.

### Potencia aparente de la instalación fotovoltaica

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos de la potencia aparente de las instalaciones fotovoltaicas entre los citados modelos.

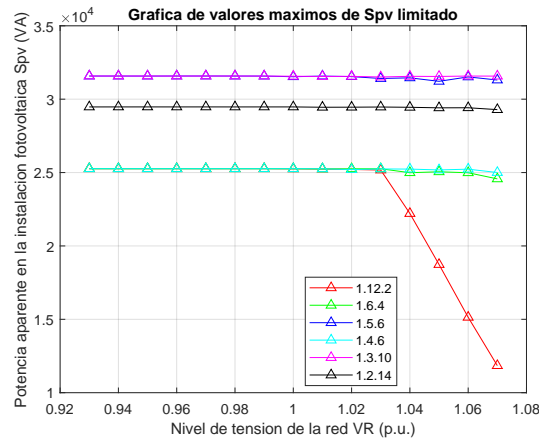


Figura 3.61: Comparación de valores máximos de la potencia de las instalaciones fotovoltaicas en el sistema previo para viviendas tipo 1.

De manera similar a la magnitud anterior se debe tener en cuenta para analizar la gráfica representada en la Fig. 3.61 correctamente, que cada modelo posee una potencia total del conjunto de instalaciones fotovoltaicas propia. Por ello se muestra una tabla que ilustra el mínimo de las curvas de potencias máximas del sistema previo y la máxima potencia teórica, también se incluye la proporción que supone una potencia respecto a la otra y se definirá como limitación máxima. En esta ocasión se obvia la limitación mínima por la uniformidad de los valores, con la notable excepción del modelo 3.1.2.1.

Modelo	$P_{pv}$ máxima teórica (kW)	$P_{pv}$ mínima (kW)	Limitación máxima (%)
1.12.2.	24.00	11.25	46.88
1.6.4.	24.00	23.34	97.25
1.5.6.	30.00	29.66	98.87
1.4.6.	24.00	23.75	98.96
1.3.10.	30.00	29.24	97.47
1.2.14.	28.00	27.82	99.36

Tabla 3.29: Valores máximos de  $P_{pv}$  del sistema previo para cada modelo.

En la Tabla 3.29 se observa que los modelos presentan una limitación muy reducida respecto a la máxima potencia teórica. A excepción del modelo 3.1.2.1 que muestra grandes limitaciones en la generación de la instalación fotovoltaica para tensiones de la red iguales y superiores a 236.9 V. También se observa como los modelos que poseen la misma potencia máxima teórica se superponen para valores del nivel de tensión de la red inferiores al citado, lo que indica que la limitación en esas condiciones es prácticamente nula, la máxima limitación se da para el nivel de tensión de la red máximo en todos los modelos. El modelo más problemático es el que posee instalaciones fotovoltaicas de mayor capacidad, y precisamente esta capacidad es lejana a las otras. De manera análoga el modelo con menos limitación

es el que posee menores capacidades fotovoltaicas. Por ello se llega a la conclusión de que las instalaciones fotovoltaicas de mayor capacidad individual, es decir de la instalación que corresponde a cada usuario de cada modelo, presentan limitaciones de mayor valor, ya que las instalaciones con idéntica capacidad total no presentan limitaciones de tal calado.

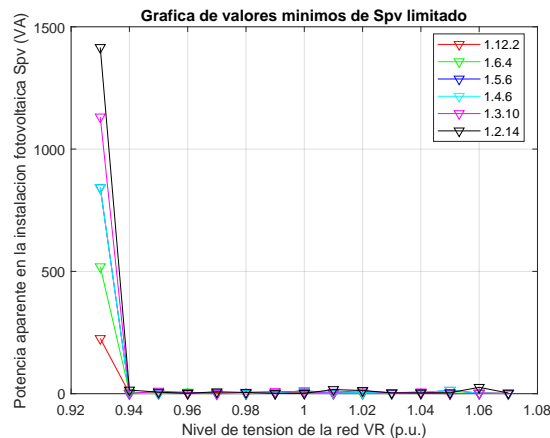


Figura 3.62: Comparación de valores mínimos de la potencia de la instalaciones fotovoltaicas en el sistema previo para viviendas tipo 1.

Con respecto a los valores mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica representados en la Fig. 3.62 se observa que para niveles de tensión de red iguales y superiores a 216.2 V las gráficas se superponen por tomar valores similares y todos ellos cercanos a cero, la mínima potencia teórica. Llama especialmente la atención los valores que toman las curvas para el nivel mínimo de tensión de la red, valores elevados y alejados en distinto grado del mínimo teórico, la diferencia es efecto del número de viviendas ya que los modelos 3.1.2.3 y 3.1.2.4 se superponen también en esta situación de la red. De forma similar a la configuración 1. el reducido valor de la tensión de red no permite cubrir completamente la demanda de las viviendas y por tanto en estas circunstancias la instalación fotovoltaica debe suplir este déficit.

### Potencia aparente de la red

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos de la potencia aparente de la red entre los citados modelos.

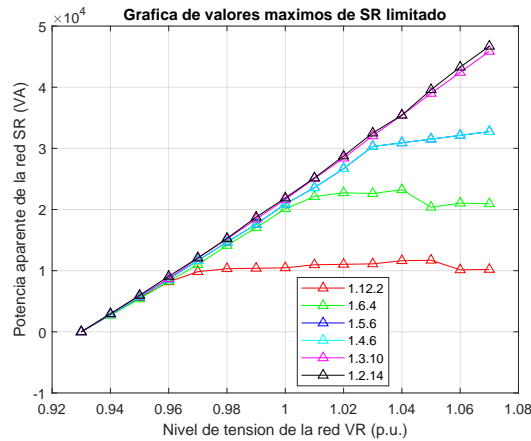


Figura 3.63: Comparación de valores máximos de la potencia de la red en el sistema previo para viviendas tipo 1.

Los valores máximos de la potencia aparente de la red representados en la Fig. 3.63 son lineales y crecientes respecto al nivel de tensión de la red para los dos modelos de mayor número de viviendas y por tanto de menor capacidad individual instalada, modelos 3.1.2.5 y 3.1.2.6. De nuevo el modelo 3.1.2.3 aparece superpuesto con el modelo que posee el mismo número de viviendas. Sin embargo el resto de modelos presentan máximos a distintas potencias de la red, se remite al lector a la gráfica de valores máximos de la potencia aparente de las viviendas de esta misma configuración, Fig. 3.59, debido a que los máximos de esos modelos coinciden con los máximos de la anterior gráfica, en otras palabras la máxima potencia de red es prácticamente igual a la máxima consumida por las viviendas para dichos modelos. También se observa que todos los modelos toman valores negativos para el nivel mínimo de tensión de la red, lo que supone que la red es incapaz de ceder energía al sistema en estas condiciones, esto corrobora que para este nivel de tensión de la red la instalación fotovoltaica cubre el total de la demanda de la vivienda. Con el fin de ilustrar los valores máximos que toman las curvas se muestran en forma de tabla.

Modelo	$P_R$ máxima (kW)
1.12.2.	11.12
1.6.4.	22.08
1.5.6.	31.10
1.4.6.	31.10
1.3.10.	43.57
1.2.14.	44.36

Tabla 3.30: Valores máximos de  $S_{pv}$  del sistema previo para cada modelo.

Al comparar la Tabla 3.30 con la citada tabla de máximos de la potencia aparente de la vivienda, Fig. 3.59, se observa una dependencia clara entre las potencias máximas consumidas por la vivienda y las máximas producidas por la red. Cuanto mayor

numero de viviendas posea el modelo mayor diferencia existe entre sendos valores, lo que implica que la potencia de la red se reduce en detrimento de la potencia generada por la instalación fotovoltaica. En definitiva un modelo de reducido número de viviendas cubre prácticamente por completo la demanda máxima de las viviendas con la potencia de la red, mientras que para modelos con mayor numero de viviendas la demanda máxima de la vivienda se cubre con una menor potencia proveniente de la red y con una mayor potencia proveniente de la instalación fotovoltaica.

A continuación se mostrará una comparativa de los valores mínimos de la potencia aparente de la red entre los citados modelos.

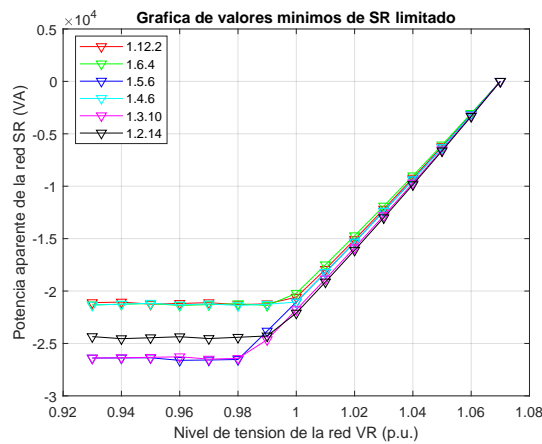


Figura 3.64: Comparación de valores mínimos de la potencia de la red en el sistema previo para viviendas tipo 1.

Se observa que la potencia mínima de la red representada en la Fig. 3.64, es decir la potencia máxima de inyección a red, no se ve limitada para valores de niveles de tensión de la red inferiores a 225.4 V, ajustando su valor a una determinada fracción de la capacidad máxima de la instalación correspondiente a cada modelo, que como se ha visto en la tabla de potencias máximas de la instalación fotovoltaica se superponen varias de ellas por poseer capacidades totales idénticas, Tabla 3.29. Por otra parte para niveles de tensión de la red superiores se observa como las potencias máximas de inyección de los modelos se ven limitadas considerablemente, y en distinta medida. Es relevante mencionar que para la tensión máxima de la red, el mínimo valor de la potencia de la red es positivo para todos los modelos, lo que lleva a concluir que bajo esas condiciones el sistema previo es incapaz de inyectar potencia a la red.

Con el fin de ilustrar la gráfica representada en la Fig. 3.64 se va a mostrar una tabla con los valores máximos de inyección a red y el porcentaje que estos valores máximos representan respecto a la capacidad instalada de cada modelo, lo que dará una idea de cuanto se consume en el sistema, a este factor se le denominará capacidad de inyección relativa.

Modelo	$P_R$ mínima (kW)	Capacidad de inyección relativa (%)
1.12.2.	-20.23	84.29
1.6.4.	-20.31	84.63
1.5.6.	-25.28	84.27
1.4.6.	-20.31	84.63
1.3.10.	-25.17	83.90
1.2.14.	-23.32	83.29

Tabla 3.31: Máxima inyección a red.

En la Tabla 3.31 se observa que a mayor número de viviendas mayor es el consumo del sistema en condiciones de inyección máxima.

### Tensión de la instalación fotovoltaica

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos de la tensión de la instalación fotovoltaica entre los citados modelos.

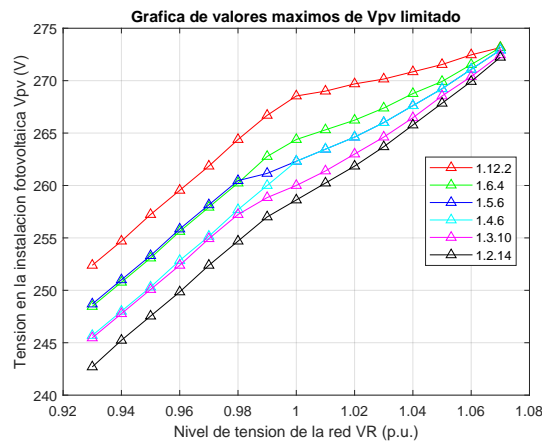


Figura 3.65: Comparación de valores máximos de la tensión de las instalaciones fotovoltaicas en el sistema previo para viviendas tipo 1.

En la Fig. 3.65 se observa que la tensión de las instalaciones fotovoltaicas no se ve limitada para valores de niveles de tensión de la red inferiores al valor 225.4 V, mismo valor a partir del cual se limita la máxima potencia de inyección y la máxima generación de fotovoltaica. Por otra parte para niveles de tensión de la red superiores al mencionado se observa como la tensión de la instalación fotovoltaica de todos los modelos se ve limitada en distinta medida. Esta gráfica representada en la Fig. 3.65 está íntimamente relacionada con la gráfica de valores máximos de potencia de la instalación fotovoltaica, Fig. 3.61, y con la gráfica de valores mínimos de potencia de la red, Fig. 3.64, todos ellos ilustran las consecuencias de la limitación de tensión de la vivienda. Los valores máximos de las tensiones de las instalaciones fotovoltaicas de cada modelo que son capaces de proporcionar en el sistema previo se encuentran muy próximos, estos rondan los 273 V.

A continuación se mostrará una comparativa de los valores mínimos de la tensión de la instalación fotovoltaica entre los citados modelos.

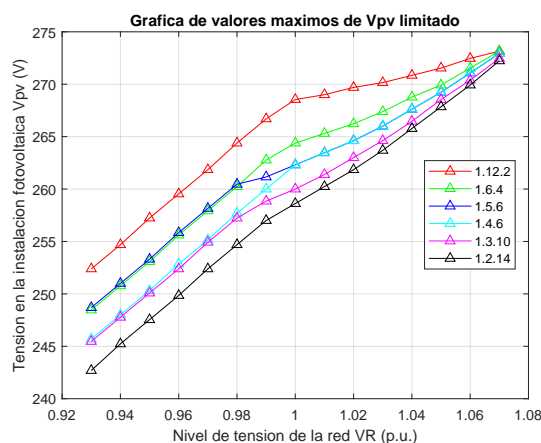


Figura 3.66: Comparación de valores mínimos de la tensión de las instalaciones fotovoltaicas en el sistema previo para viviendas tipo 1.

Con respecto a la Fig. 3.66 que representa los valores mínimos de la tensión de la instalación fotovoltaica difieren bastante entre modelos. El modelo 3.1.2.6 tiene como tensión mínima aproximadamente 235 V, valor que se incrementa en función de la tensión de la red. El resto de modelos tienen como tensión mínima aproximadamente 230 V y en distinta medida para cada modelo los valores se incrementa en función de la tensión de la red. Lo que conlleva que el rango de la tensión de la instalación fotovoltaica tome valores menores a mayor número de instalaciones fotovoltaicas y menor potencia tengan las mismas.

### Ejemplos representativos de la configuración 3

Para finalizar se va ilustrar esta configuración mediante gráficas que comparan la misma magnitud de diferentes elementos del sistema para dos modelos, en concreto los que toman valores extremos en la mayoría de magnitudes. Se decide mostrar únicamente los modelos 3.1.2.1 y 3.1.2.6.

A continuación se muestra la comparativa entre potencias máximas y mínimas respectivamente del modelo 3.1.2.1.

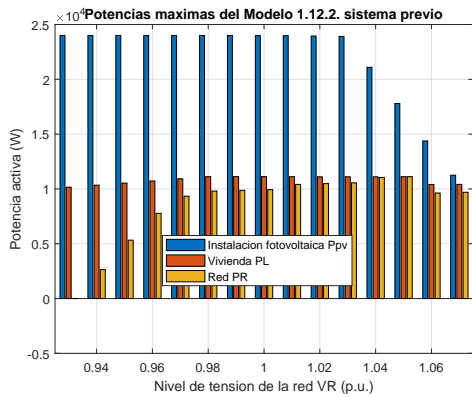


Figura 3.67: Gráfica comparativa de potencias máximas del sistema previo del modelo 3.1.2.1

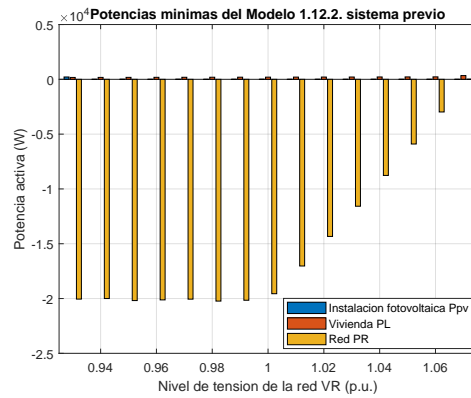


Figura 3.68: Gráfica comparativa de potencias mínimas del sistema previo del modelo 3.1.2.1

También se considera oportuno mostrar la comparativa entre tensiones máximas, varias de ellas limitadas.

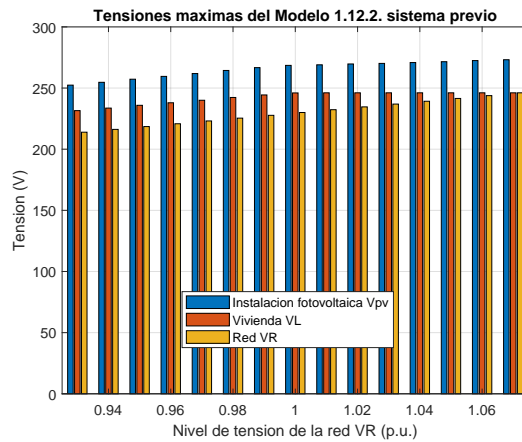


Figura 3.69: Comparación de valores máximos de la tensión del sistema previo del modelo 3.1.2.1

A grandes rasgos las gráficas representadas en las Figs. 3.67, 3.68 y 3.69 muestran un comportamiento del sistema similar al modelo 3.1.1.4 (Fig. 3.40).

A continuación se muestra la comparativa entre potencias máximas y mínimas respectivamente del modelo 3.1.2.6.

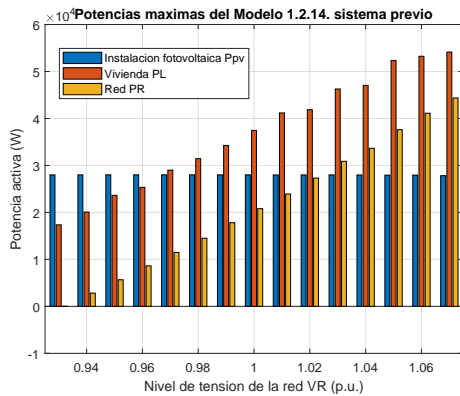


Figura 3.70: Gráfica comparativa de potencias máximas del sistema previo del modelo 3.1.2.6

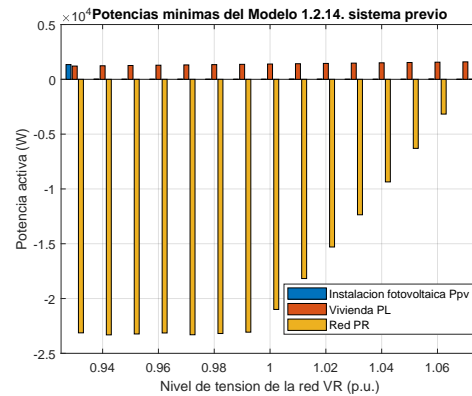


Figura 3.71: Gráfica comparativa de potencias mínimas del sistema previo del modelo 3.1.2.6

También se considera oportuno mostrar la comparativa entre tensiones máximas, varias de ellas limitadas.

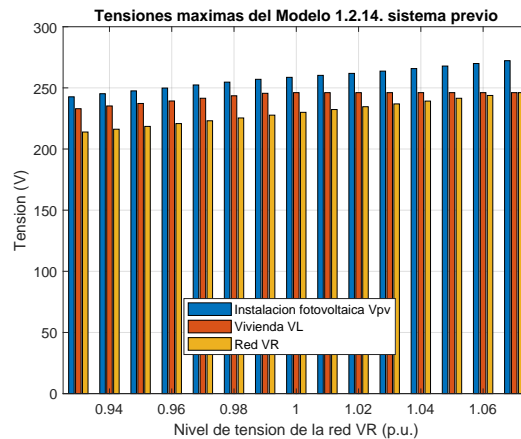


Figura 3.72: Comparación de valores máximos de la tensión del sistema previo del modelo 3.1.2.6

A modo de resumen para este modelo. El sistema limita bastante la potencia del conjunto de viviendas aunque en menor grado para tensiones de la red superiores y la potencia de la red se limita proporcionalmente. La potencia generada por el conjunto de instalaciones fotovoltaicas prácticamente no se ve limitado. La máxima potencia de inyección a red supone aproximadamente un 80 % de la máxima teórica que genera el conjunto de instalaciones para niveles de tensión de la red inferiores al nominal y para los superiores se limita progresivamente hasta alcanzar una potencia mínima positiva, es decir el sistema no es capaz de inyectar a la red.

### 3.6.4. Configuración 4. Conjuntos de viviendas del sistema mejorado.

La configuración 4 pretende representar la situación en la que varios usuarios poseen viviendas aisladas eléctricamente por uno o varios micro-transformadores, conectadas a la red de baja tensión y a su vez varias instalaciones de generación fotovoltaica con capacidad de inyección a red.

Para todos los casos de este estudio el valor de  $m$  es variable, la cual rige el comportamiento del micro-transformador, es decir el modelo es idéntico al anterior pero esta vez sí se producen alteraciones de la tensión y la intensidad en la vivienda.

Tanto los resultados del sistema previo como los correspondientes al sistema mejorado cumplen con todas las limitaciones físicas y técnicas.

Debido a las conclusiones alcanzadas en la configuración anterior se mostrarán únicamente los modelos 3.1.2.1 y 3.1.2.6. que son los modelos de sistemas con agrupación de elementos en paralelo que más se diferencian y a la vez en ambos se dan sobretensiones para el nivel de tensión de la red de valor nominal (230 V).

En lo sucesivo únicamente se mostrarán gráficas de máximos y/o mínimos en las que se observe diferencias entre el sistema previo y el sistema mejorado, los casos que no muestren ninguna mejora no se mencionarán.

#### 3.6.4.1. Mejora del modelo 3.1.2.1

##### Potencia aparente de la vivienda

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos y mínimos de la potencia aparente de la vivienda para el sistema previo y para el sistema mejorado.

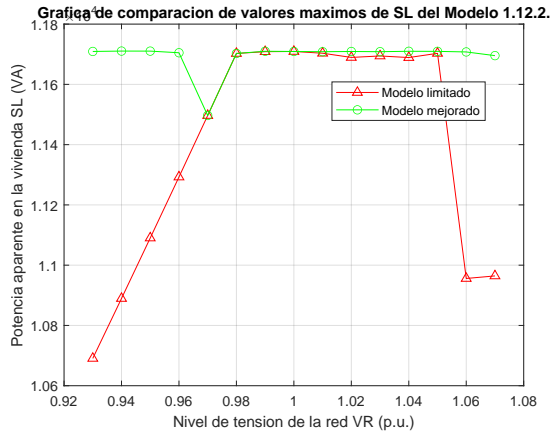


Figura 3.73: Comparación de valores máximos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.2.1

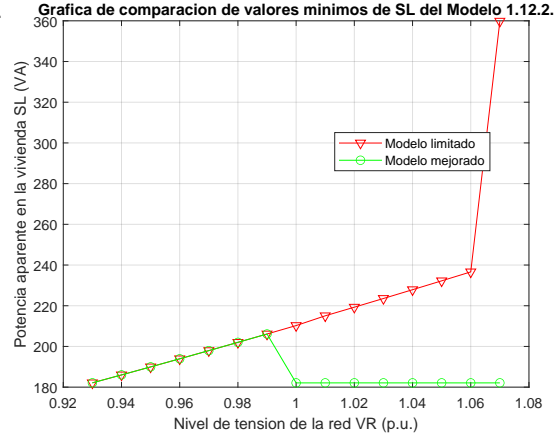


Figura 3.74: Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.2.1

En la gráfica de valores máximos representada en la Fig. 3.73 se observa como la actuación del micro-transformador provoca un aumento significativo para la mayoría de los niveles de tensión de la red. Salvo para el nivel de tensión de la red que corresponde con 0.97 p.u., la potencia máxima del conjunto de viviendas toma valores próximos a 11 KW. Esta potencia representa aproximadamente un 96 % de la máxima potencia prevista por Reglamento (REBT) para el conjunto de viviendas.

Con el fin de ilustrar la diferencia de valores entre el sistema previo y el mejorado, se muestra una tabla con dichos valores, que en adelante se les denominarán mejoras, también se incluirá el porcentaje de mejora entendida como la proporción entre el valor mejorado y el limitado. Se decide obviar los niveles de tensión de la red para los que no se da mejora alguna.

Tensión de la red (V)	213.9	216.2	218.5	220.8	227.7	232.3	234.6	236.9	239.2	241.5	243.8	246.1
Mejora (VA)	1018.59	820.98	620.18	412.36	1.34	5.06	19.69	14.17	20.78	6.55	751.74	731.02
Porcentaje de mejora (%)	109.53	107.54	105.59	103.65	100.01	100.04	100.17	100.12	100.18	100.06	106.86	106.67

Tabla 3.32: Mejora de los máximos de la potencia aparente de la vivienda 3.1.2.1

La Tabla 3.32 muestra mejoras significativas para los niveles de la tensión de la red extremos y próximos a los mismos, cabe destacar que la mejora para la tensión nominal de la red es nula.

En la gráfica de valores mínimos representada en la Fig. 3.74 se observa que la actuación del micro-transformador provoca que, para los niveles de tensión para los que se daban sobretensiones en el sistema previo, se reduzcan drásticamente las potencias mínimas a valores próximos al obtenido para el nivel de tensión mínimo de la red. Esto sucede como consecuencia directa de reducir la tensión en la vivienda

gracias al micro-transformador.

### Potencia aparente de la instalación fotovoltaica

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos y mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado.

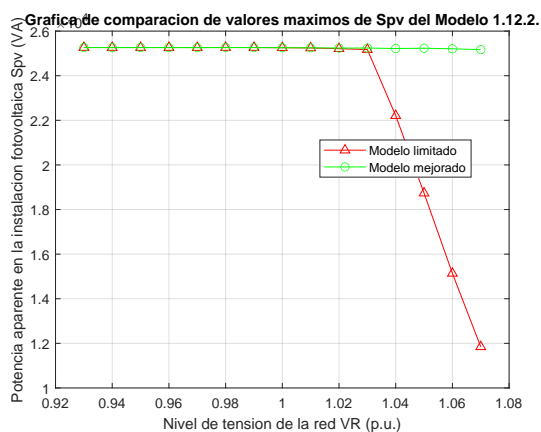


Figura 3.75: Comparación de valores máximos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.2.1

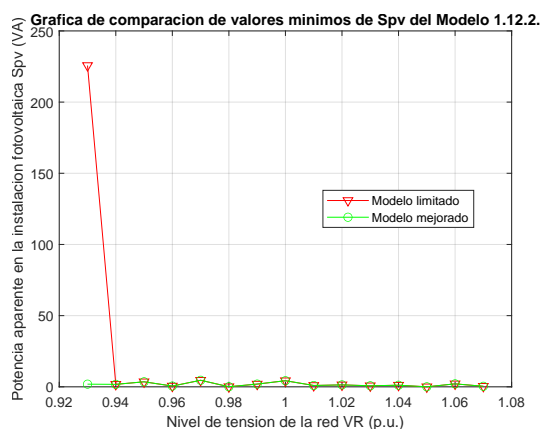


Figura 3.76: Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.2.1

En la gráfica de valores máximos representada en la Fig. 3.75 se observa como la actuación del micro-transformador provoca mejoras en los niveles de la tensión de la red iguales y superiores al nominal. La máxima mejora que se da para el nivel máximo de tensión de la red, supone un incremento de potencia respecto al sistema previo de aproximadamente 13 kW. Cabe destacar que la máxima potencia aparente teórica de la instalación fotovoltaica corresponde con aproximadamente 25263 VA por lo que para todos los casos los niveles de tensión de la red están muy próximos.

En la gráfica de valores mínimos representada en la Fig. 3.76 se observa como el único valor discordante que corresponde con el nivel mínimo de tensión de la red se reduce a prácticamente cero. Repercusión directa de la actuación del micro-transformador para elevar la tensión de la vivienda cuando la tensión de la red es demasiado reducida respecto al límite inferior de la tensión.

### Potencia aparente de la red

A continuación se mostrará una comparativa de los valores mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado. La gráfica que corresponde con los valores máximos no presenta ninguna mejora.

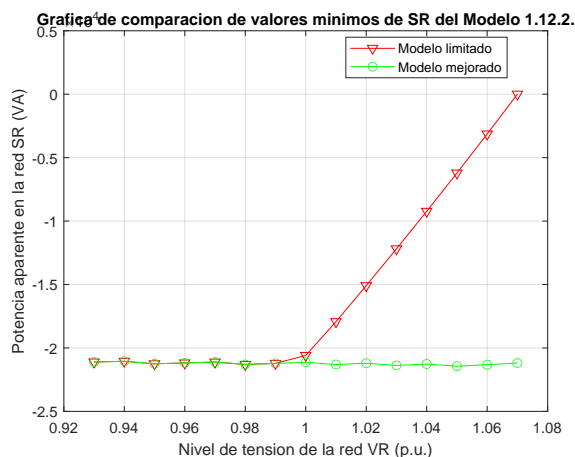


Figura 3.77: Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la red del modelo 3.1.2.1

En la Fig. 3.77 se observa que los valores mínimos de la potencia de la red limitados en el sistema previo se reducen en términos relativos, es decir aumentan las máximas potencias de inyección a red. Tras la actuación del micro-transformador se hace posible inyectar potencia a red cuando esta toma su nivel máximo de tensión, en otras palabras en situaciones en las que la red posee un exceso de carga. Para el nivel de tensión de la red máximo que corresponde con 246.1 V la mejora permite inyectar a red en torno a 21 kW más que en el sistema previo, valor significativamente elevado. De manera orientativa, ya que más adelante se profundizará en las consecuencias económicas que suponen el aumento de la potencia de inyección a red, con un precio medio de venta de 0.1 €/kWh supondría 2.1 € cada hora que se den las condiciones de estudio de forma continuada.

### Tensión de la instalación fotovoltaica

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos y mínimos de la Tensión de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado.

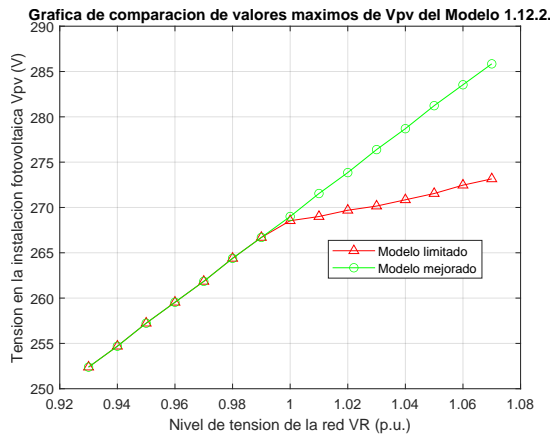


Figura 3.78: Comparación de valores máximos de la tensión de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.2.1

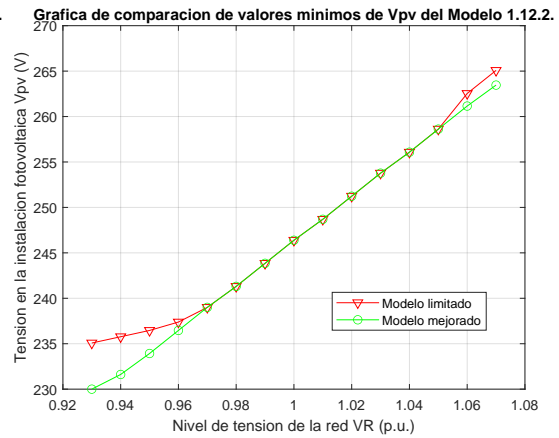


Figura 3.79: Comparación de valores mínimos de la tensión de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.2.1

Se observa que en la gráfica de máximos representada en la Fig. 3.78 la mejora permite alcanzar mayores tensiones en la instalación fotovoltaica respecto al sistema limitado para los niveles de tensión para los que se producían sobretensiones en el sistema previo. De forma similar, en la gráfica de mínimos representada en la Fig. 3.79 se alcanzan menores tensiones en la instalación fotovoltaica respecto al sistema limitado. Se concluye que la tensión máxima de la instalación fotovoltaica mejora en las mismas situaciones de carga de la red que mejora la potencia mínima de la vivienda y al contrario. Es lógico que si los casos mejorados provienen de la reducción de tensión en la vivienda, las repercusiones directas sean el aumento de la potencia de la vivienda y el aumento de la tensión máxima de generación de la instalación fotovoltaica, ambas limitadas por la tensión en la vivienda. El valor máximo de la tensión de la instalación fotovoltaica corresponde con aproximadamente 286 V.

### 3.6.4.2. Mejora del modelo 3.1.2.6

#### Potencia aparente de la vivienda

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos y mínimos de la potencia aparente de la vivienda para el sistema previo y para el sistema mejorado.

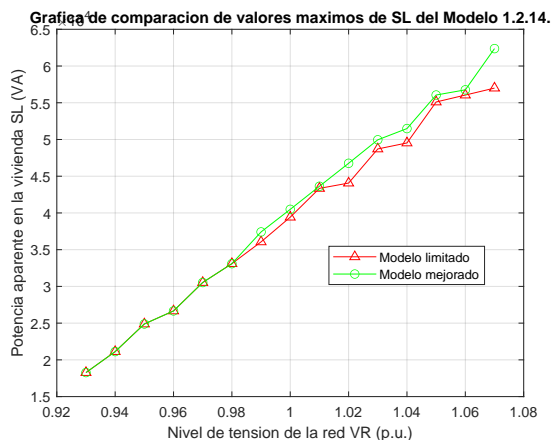


Figura 3.80: Comparación de valores máximos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.2.6

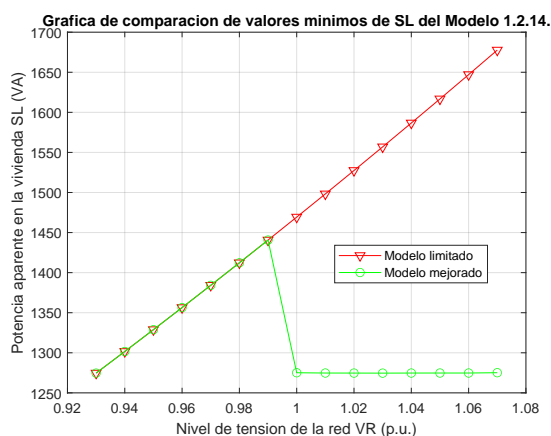


Figura 3.81: Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la vivienda del modelo 3.1.2.6

En la gráfica de valores máximos representada en la Fig. 3.80 se observa como la actuación del micro-transformador provoca un aumento moderado para la mayoría de los niveles de tensión de la red. A diferencia del modelo anterior esta vez no se alcanzan valores próximos al máximo previsto según Reglamento (REBT) para este conjunto de viviendas para ninguno de los niveles de tensión de la red, orientativamente la potencia máxima del conjunto de viviendas para los extremos de la tensión de la red corresponden con aproximadamente 17 y 59 kW respectivamente, que distan notoriamente del valor máximo teórico que es aproximadamente 80 kW. Esto supone que la potencia máxima del conjunto de viviendas en este modelo continua estando bastante limitada.

Con respecto a la gráfica de mínimos representada en la Fig. 3.81 se remite al lector a las conclusiones alcanzadas en el modelo anterior, Sección 3.6.4.1, aplicables a este.

#### Potencia aparente de la instalación fotovoltaica

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos y mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado.

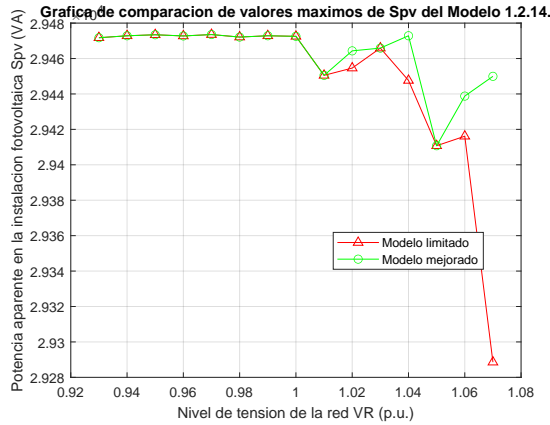


Figura 3.82: Comparación de valores máximos de la potencia aparente de las instalaciones fotovoltaicas del modelo 3.1.2.6

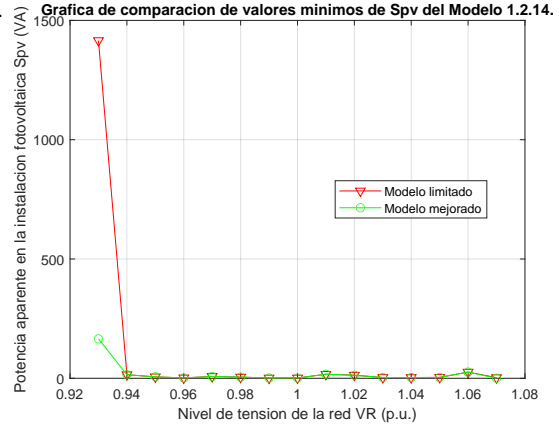


Figura 3.83: Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de las instalaciones fotovoltaicas del modelo 3.1.2.6

En la gráfica de valores máximos representada en la Fig. 3.82 se observa como la actuación del micro-transformador provoca mejoras en algunos de los niveles de la tensión de la red superiores al nominal. Cabe destacar que la máxima potencia aparente teórica de la instalación fotovoltaica corresponde con aproximadamente 29474 VA por lo que para los niveles de tensión de la red nominal e inferior estos valores están muy próximos.

Con el fin de ilustrar la diferencia de valores entre el sistema previo y el mejorado, se muestra una tabla con dichos valores, también se incluirá el porcentaje de mejora entendida como la proporción entre el valor mejorado y el limitado. Se decide obviar los niveles de tensión de la red para los que no se da mejora alguna.

<b>Tensión de la red (V)</b>	234.6	239.2	243.8	246.1
<b>Mejora (VA)</b>	9.71	25.22	22.65	161.37
<b>Porcentaje de mejora (%)</b>	100.03	100.09	100.08	100.55

Tabla 3.33: Mejora de los máximos de la potencia aparente de las instalaciones fotovoltaicas 3.1.2.1

Pese a que al observar la Fig. 3.82 se pueda llegar a pensar que la mejora es sustancial, el eje de ordenadas esta achatado por la mínima diferencia entre el mínimo y el máximo de la función limitada. La Tabla 3.33 refleja que la máxima mejora es de menos de 1%. Con todo ello el modelo presenta valores bastante próximos en todo el rango de la tensión de la red al máximo teórico.

Con respecto a la gráfica de mínimos se observa que aunque se reduce bastante el único valor discordante del sistema previo, este debería ser cercano a cero, la potencia mínima teórica, por lo que el sistema continua estando limitado para el

nivel de tensión de la red mínimo.

### Potencia aparente de la red

A continuación se mostrará una comparativa de los valores mínimos de la potencia aparente de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado. La gráfica que corresponde con los valores máximos no presenta ninguna mejora.

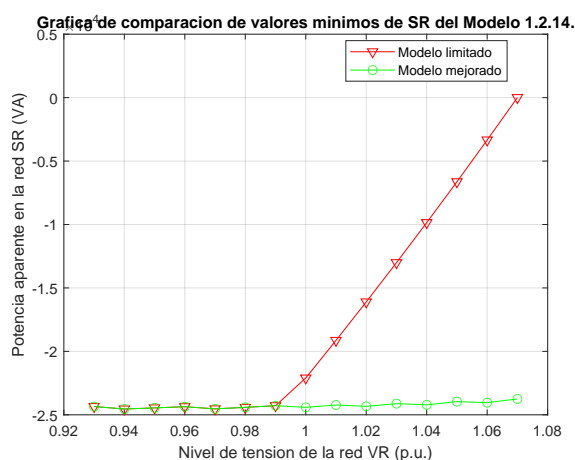


Figura 3.84: Comparación de valores mínimos de la potencia aparente de la red del modelo 3.1.2.6

En la Fig. 3.84 se observa que los valores mínimos de la potencia de la red limitados en el sistema previo se reducen en términos relativos, es decir aumentan las máximas potencias de inyección a red. Tras la actuación del los micro-transformadores se hace posible inyectar potencia a red cuando esta toma su nivel máximo de tensión, en otras palabras en situaciones en las que la red posee un exceso de carga. Para el nivel de tensión de la red máximo que corresponde con 246.1 V la mejora permite inyectar a red en torno a 24 kW más que en el sistema previo, valor significativamente elevado. De manera orientativa, con un precio medio de venta de 0.1 €/kWh supondría 2.4 € cada hora que se den las condiciones de estudio de forma continuada.

### Tensión de la instalación fotovoltaica

A continuación se mostrará una comparativa de los valores máximos y mínimos de la Tensión de la instalación fotovoltaica para el sistema previo y para el sistema mejorado.

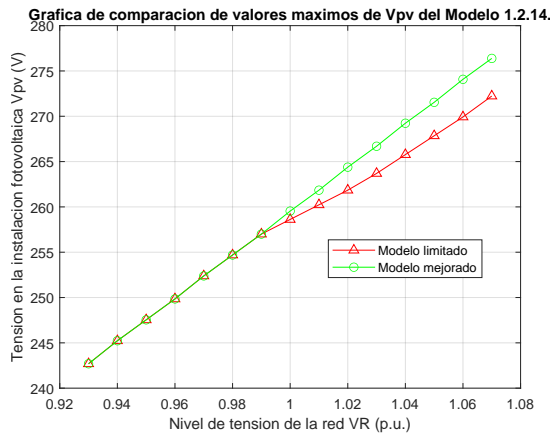


Figura 3.85: Comparación de valores máximos de la tensión de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.2.6

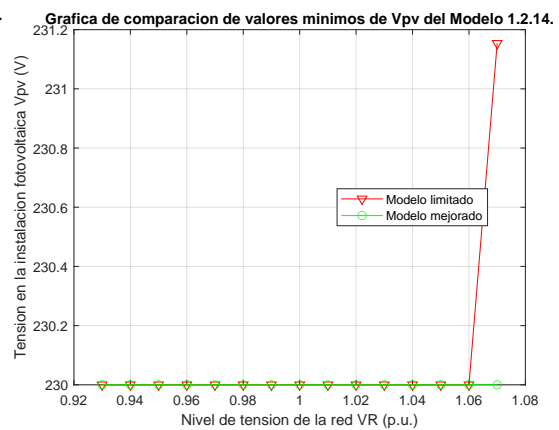


Figura 3.86: Comparación de valores mínimos de la tensión de la instalación fotovoltaica del modelo 3.1.2.6

Se observa que en la gráfica de máximos representada en la Fig. 3.85, la mejora permite alcanzar mayores tensiones en la instalación fotovoltaica respecto al sistema limitado para los niveles de tensión para los que se producían sobretensiones. De forma similar, en la gráfica de mínimos representada en la Fig. 3.86 se alcanzan menores tensiones en la instalación fotovoltaica respecto al sistema limitado. Se concluye que la tensión máxima de la instalación fotovoltaica mejora en las mismas situaciones de carga de la red que mejora la potencia mínima de la vivienda y al contrario. Es lógico que si los casos mejorados provienen de la reducción de tensión en la vivienda, las repercusiones directas sean el aumento de la potencia de la vivienda y el aumento de la tensión máxima de generación de la instalación fotovoltaica, ambas limitadas por la tensión en la vivienda. El valor máximo de la tensión de la instalación fotovoltaica corresponde con aproximadamente 276 V, valor bastante inferior al del modelo anterior.

### Ejemplos representativos de la configuración 4

A continuación se va ilustrar esta configuración mediante gráficas que comparan la misma magnitud de diferentes elementos del sistema mejorado para los dos modelos contemplados en esta configuración.

Se emplaza al lector a comparar las siguientes gráficas con las correspondientes a la configuración anterior, Figs. 3.67, 3.68 y 3.69.

A continuación se muestra la comparativa entre potencias máximas y mínimas respectivamente del citado modelo.

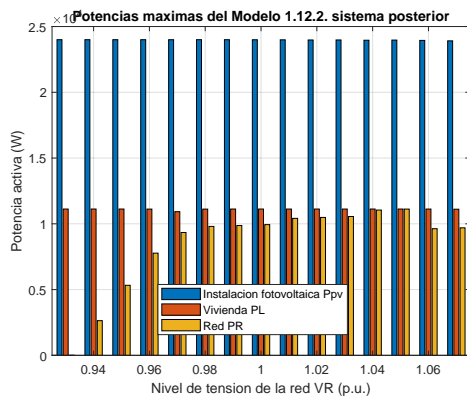


Figura 3.87: Gráfica comparativa de potencias máximas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.1

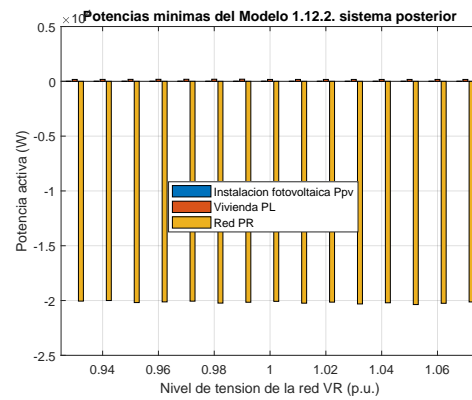


Figura 3.88: Gráfica comparativa de potencias mínimas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.1

También se considera oportuno mostrar la comparativa entre tensiones máximas.

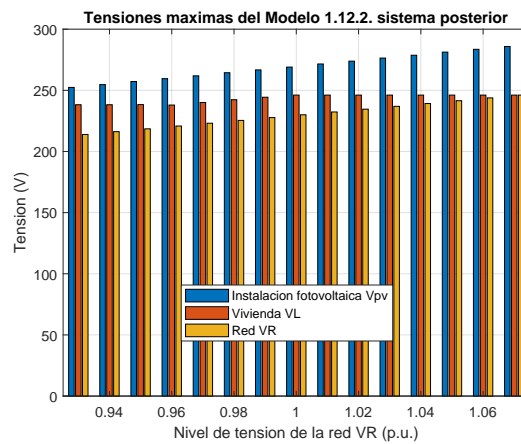


Figura 3.89: Comparación de valores máximos de la tensión del sistema mejorado del modelo 3.1.2.1

Por ultimo se mostrarán las intensidades máximas y mínimas alcanzadas en el sistema para el citado modelo.

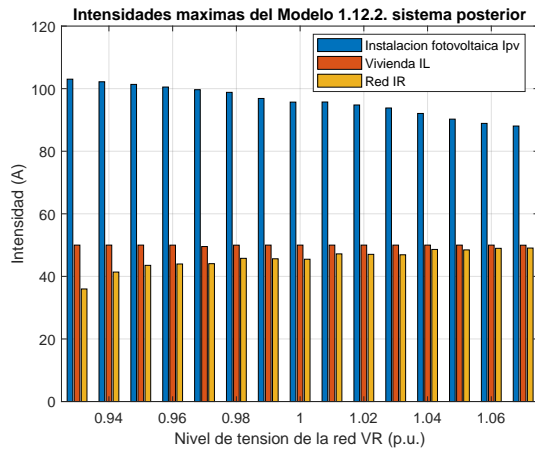


Figura 3.90: Gráfica comparativa de intensidades máximas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.1

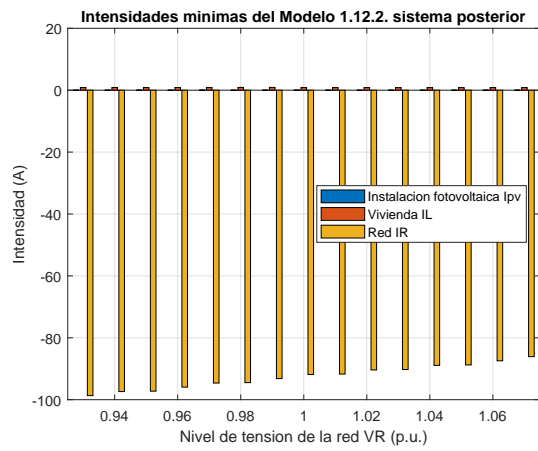


Figura 3.91: Gráfica comparativa de intensidades mínimas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.1

Este modelo alcanza valores de las potencias máximas de la instalación fotovoltaica y de la vivienda muy próximos a los teóricos. Las potencias máximas de inyección suponen aproximadamente un 80 % de la potencia teórica máxima de la instalación fotovoltaica. Por todo ello se considera un modelo apropiado para obtener mejoras significativas respecto al sistema previo. De manera similar al modelo 3.1.1.4 se incurren en intensidades máximas en valor absoluto de la red y de la instalación fotovoltaica de valor elevado.

Se emplaza al lector a comparar las siguientes gráficas con las correspondientes a la configuración anterior, Figs. 3.70, 3.71 y 3.72.

A continuación se muestra la comparativa entre potencias máximas y mínimas respectivamente del citado modelo.

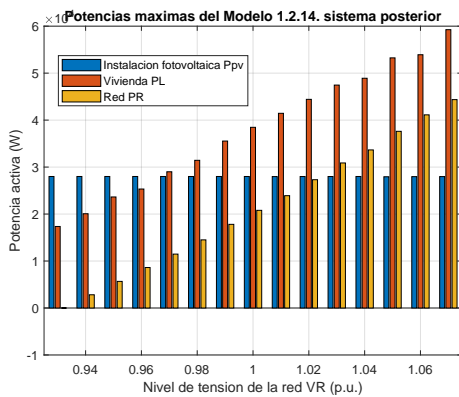


Figura 3.92: Gráfica comparativa de potencias máximas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.6

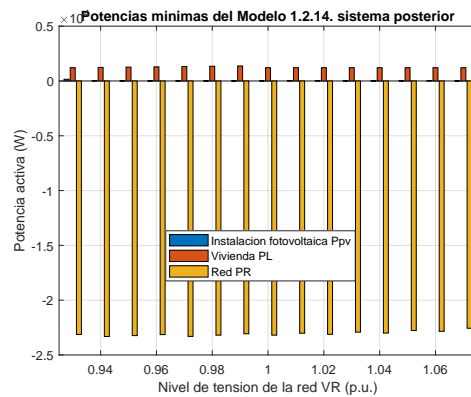


Figura 3.93: Gráfica comparativa de potencias mínimas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.6

También se considera oportuno mostrar la comparativa entre tensiones máximas.

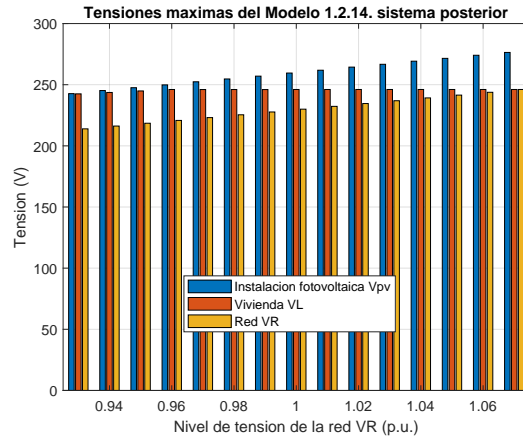


Figura 3.94: Comparación de valores máximos de la tensión del sistema mejorado del modelo 3.1.2.6

Por ultimo se mostrarán las intensidades máximas y mínimas alcanzadas en el sistema para el citado modelo.

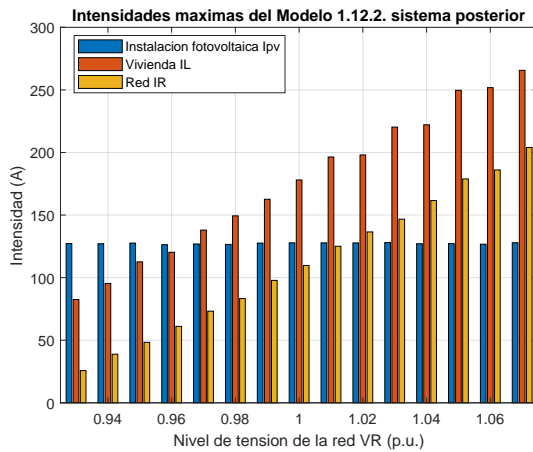


Figura 3.95: Gráfica comparativa de intensidades máximas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.6

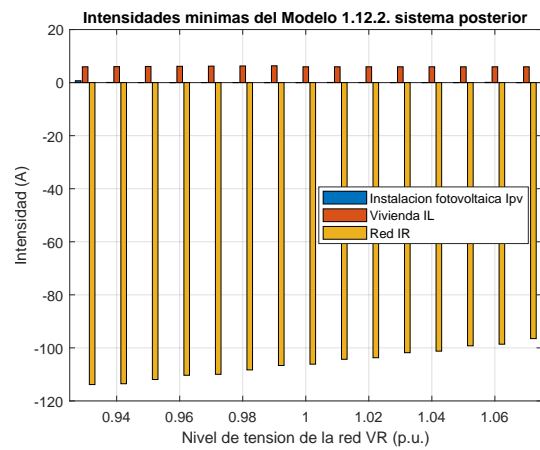


Figura 3.96: Gráfica comparativa de intensidades mínimas del sistema mejorado del modelo 3.1.2.6

Este modelo alcanza valores de las potencias máximas de la instalación fotovoltaica muy próximos a los teóricos. Sin embargo las potencias máximas del conjunto de viviendas no sufre mejoras significativas y continua estando alejado de los valores teóricos. Las potencias máximas de inyección suponen aproximadamente un 80% de la potencia teórica máxima de la instalación fotovoltaica. Por todo ello se considera un modelo relativamente poco apropiado para obtener mejoras significativas respecto al sistema previo.

Las intensidades máximas en valor absoluto de la instalación fotovoltaica y de la red incurren en intensidades de más de 100 A. Las intensidades del conjunto de viviendas parecen ser muy elevadas pero hay que tener en cuenta el divisor de intensidad, por el cual a cada vivienda le corresponde la parte proporcional respecto al número de viviendas, en este caso uno entre catorce.

Una vez estudiados los distintos modelos de viviendas, de instalaciones fotovoltaicas y las posibles asociaciones de los mismos. A continuación se llevarán a estudio las implicaciones económicas de la actuación del o los micro-transformadores y las intensidades máximas que suponen inyectar potencia a la red.

### 3.7. Repercusiones económicas

Se procede a calcular de forma cercana a la realidad las consecuencias económicas de instalar un micro-transformador para controlar la tensión de la vivienda. Como se ha podido comprobar en las distintas configuraciones para determinados modelos dicha actuación supone una mejora significativa de las potencias máximas de inyección a red. La potencia de inyección a red sostenida en el tiempo implica una cesión de energía del sistema a la red de baja tensión, esta cesión esta contemplada por las compañías suministradoras y supone un pago o descuento en la factura final proporcional a la cantidad de energía cedida. Esta venta de energía se denomina como Compensación de excedentes.

En primer lugar se considera que los valores que toma la tensión de la red de baja tensión entre sus límites sigue una probabilidad normal o estándar (campana de Gauss). Esta relaciona los valores de una medida con la probabilidad de que se alcancen esos valores respecto a la media aritmética. La media aritmética de la tensión de la red corresponde con la tensión nominal de la misma (230 V) y se expresa como  $\mu$ . El otro parámetro que se utiliza para representar la probabilidad se trata de la desviación típica ( $\sigma$ ), la cual indica la dispersión de los valores, en este caso la dispersión de los valores de la tensión de la red. Con el fin evaluar distintas situaciones de estabilidad de la red se tomarán tres valores de desviación típica, los cuales corresponden con 0.5, 1 y 1.5 % de la tensión nominal, estos valores resultan de 1.15, 2.30 y 4.60 V respectivamente. Se considera la desviación típica de 1 % como la más apropiada para sistemas eléctricos de los que se supone una cierta estabilidad como debe ser la estabilidad de la red de baja tensión, los valores contiguos suponen una muy buena estabilidad para 0.5 % y una estabilidad moderada para 1.5 %. Existe una regla fundamentada en estudios empíricos denominada regla “68-95-99.7”, también llamada como “Regla empírica”.

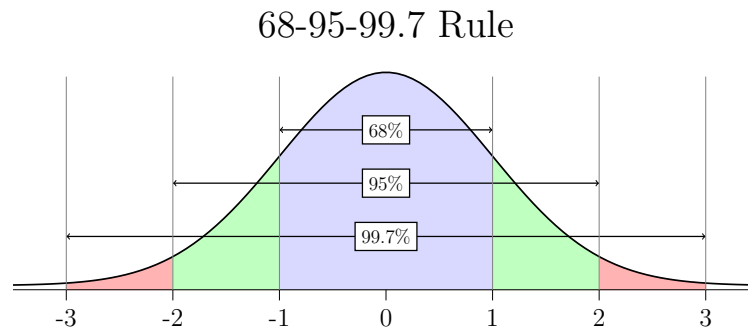


Figura 3.97: Ilustración de la regla empírica. Tomada de [12].

Se debe aclarar que en la gráfica anterior  $\sigma = 1$  y la media es cero. Dicha regla expresa que para una distribución normal el porcentaje de datos que se encuentra en el rango  $[\text{Media} - \sigma \cdot n_{\text{sigma}}, \text{Media} + \sigma \cdot n_{\text{sigma}}]$  para  $n_{\text{sigma}} = 1, 2$  y  $3$  es aproximadamente 68, 95 y 99.7%. Esta regla aplicada al caso de estudio descrito con diferentes valores de desviación supone una serie de consecuencias que se muestran a continuación en forma de tabla.

Desviación típica $\sigma$ (%)	$n_{\text{sigma}}$	Rango de tensiones de la red (V)	Probabilidad de suceso (%)
0.5	1	228.85 - 231.15	68.27
0.5	2	227.70 - 232.30	95.45
0.5	3	226.55 - 233.45	99.73
1	1	227.70 - 232.30	68.27
1	2	225.40 - 234.60	95.45
1	3	223.10 - 236.90	99.73
1.5	1	226.55 - 233.45	68.27
1.5	2	223.10 - 236.90	95.45
1.5	3	219.65 - 240.35	99.73

Tabla 3.34: Probabilidades de distintos rangos de tensión de la red.

De la anterior tabla obtenemos en que rango de valores se encuentra la tensión de la red para la inmensa mayoría de los casos, rango correspondiente a tres veces  $\sigma$ , para las distintas situaciones de estabilidad de la red. El valor de referencia que corresponde con la desviación típica de 1% es  $[223.10, 236.90]$  V. En definitiva, el 99.73% del tiempo la tensión de la red varía  $\pm 3\%$  respecto a su valor nominal.

Teniendo en cuenta las consideraciones descritas se muestra la distribución normal de la tensión de la red para las distintas situaciones de estabilidad:

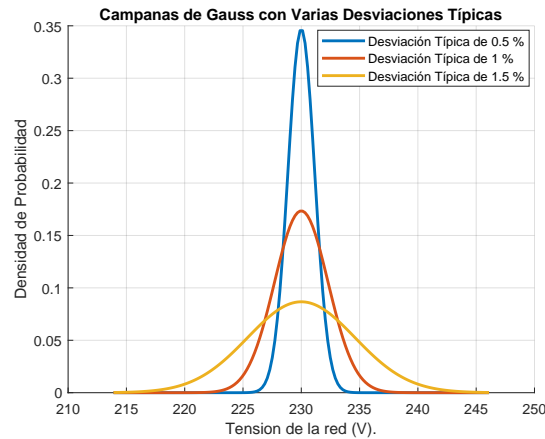


Figura 3.98: Campana de Gauss aplicada a la tensión de la red con diferentes desviaciones típicas.

En segundo lugar se debe modelar la generación de la instalación fotovoltaica mediante la radiación solar global que incide sobre los módulos fotovoltaicos. Para ello se deben definir los parámetros de localización, orientación e inclinación de los módulos. Se toma la estación de medición de Málaga capital cuyas coordenadas son [36.758,-4.536]. El ángulo de orientación óptimo se corresponde con el sur, es decir azimut  $180^\circ$ . El ángulo de inclinación óptimo de los módulos depende directamente de la latitud por lo que se toma el valor 36.8 fijo para todas las estaciones. Una vez definidos estos parámetros se extraen las series de datos de la Agencia Andaluza de Energía [13] y se calcula la media horaria de un año completo. A continuación se muestra la curva de la radiación solar incidente:

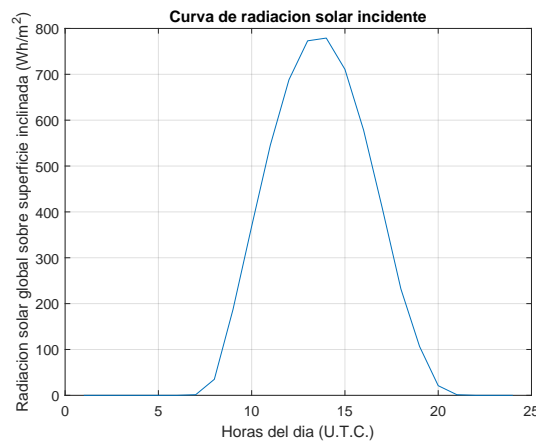


Figura 3.99: Radiación solar global incidente media anual.

En tercer lugar se debe tener en cuenta la demanda del usuario en las condiciones de inyección a red. Se utilizan series de datos reales para obtener una media por hora. A continuación se muestra la curva de demanda horaria media:

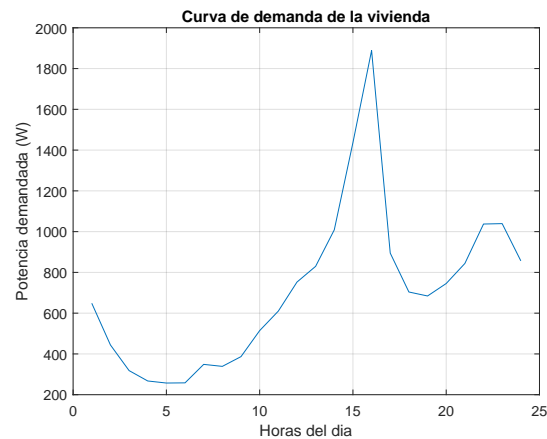


Figura 3.100: Demanda horaria media extraída de datos reales.

En cuarto lugar se ha tomado el precio de la energía excedentaria de la instalación fotovoltaica para el mecanismo de compensación simplificada, denominado precio de venta para el pequeño consumidor (PVPC) del Sistema de Información del Operador del Sistema (R.E.E.) de todo un año [14] y se ha extraído un valor medio por hora. A continuación se muestra la gráfica de precios de venta:

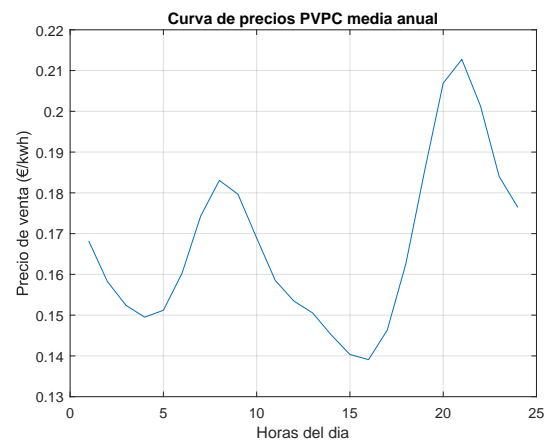


Figura 3.101: Precio medio de venta de excedentes PVPC.

En quinto y último lugar se considera un precio aproximado del posible micro-transformador inteligente con capacidad máxima de 15 kVA de 500 €.

Con todas estas consideraciones y los datos de los casos mejorados que tienen un potencia de inyección a red superior a la del caso previo se calcula las consecuencias económicas de la utilización del micro-transformador.

### Modelos de viviendas individuales (Configuraciones 1 y 2)

Debido a las conclusiones alcanzadas con anterioridad únicamente se muestran los modelos 3.1.1.3 y 3.1.1.4 por ser los que muestran mejoras de mayor calado.

#### Modelo 3.1.1.3

Desviación típica de la red (%)	Ganancia diaria (€)	Ganancia anual (€)
0.5	$1.78 \cdot 10^{-21}$	$6.51 \cdot 10^{-19}$
1	$1.75 \cdot 10^{-5}$	0.0064
1.5	0.2649	96.7019

Tabla 3.35: Repercusiones económicas básicas del modelo 3.1.1.3 para distintos grados de estabilidad de la red.

Las repercusiones económicas para el modelo 3.1.1.3 se consideran reducidas por lo que es probable que la rentabilidad de la instalación del micro-transformador sea mínima. De manera orientativa únicamente la amortización del micro-transformador llevaría mas de cinco años considerando la peor estabilidad de la red contemplada.

#### Modelo 3.1.1.4

Desviación típica de la red (%)	Ganancia diaria (€)	Ganancia anual (€)
0.5	0.0046	1.6911
1	1.1322	413.2578
1.5	9.6314	3515.4612

Tabla 3.36: Repercusiones económicas básicas del modelo 3.1.1.4 para distintos grados de estabilidad de la red.

A diferencia del modelo anterior, el modelo 3.1.1.4 presenta unas ganancias anuales para los estados de estabilidad de la red correspondientes a los valores 1 y 1.5 % de la desviación típica de la campana de Gauss, moderadas pero a tener en cuenta.

Dada la potencia de la instalación fotovoltaica de valor 20 kW, se supone un precio aproximado del coste total de la instalación basado en los precios de mercado de 10000 €. Dato que nos permitirá calcular la reducción del tiempo de amortización de la instalación fotovoltaica. Se considera una tiempo de amortización de valor reducido respecto a otros modelos por el tamaño de la instalación fotovoltaica en relación con la potencia prevista de la vivienda, ya que en el sistema previo antes de que se alcance el límite de la tensión de generación de la instalación se cede a la red cantidades considerables de energía. Se toma un valor supuesto de 4 años.

A continuación se muestra una tabla con el tiempo necesario para amortizar el micro-transformador y el tiempo necesario para amortizar la instalación completa es decir la instalación fotovoltaica y el micro-transformador de manera conjunta. Todo

ello sin tener en cuenta el ahorro en la demanda de la vivienda, lo que reduciría aún más estos valores.

Desviación típica ( $\sigma$ ) de la red	Amortización micro-transformador (días)	Amortización instalación completa reducida (días)
1	442	1316
1.5	52	638

Tabla 3.37: Repercusiones económicas extendidas del modelo 3.1.1.4 para distintos grados de estabilidad de la red.

Para el primer caso la amortización del micro-transformador se completaría en aproximadamente de dos años y tres meses, la amortización de la instalación completa reducida llevaría tres años y ocho meses. Por lo que para este estado de la red es rentable la instalación de un micro-transformador aunque solo reduce el tiempo de amortización de la instalación completa en aproximadamente un 10 %. En definitiva la instalación de un micro-transformador es rentable pero la reducción del tiempo de amortización es limitada aunque considerable.

En contraste, para el segundo caso la amortización del micro-transformador se completaría en menos de dos meses y la amortización de la instalación completa llevaría aproximadamente un año y diez meses. Por lo que para este estado de la red no solo es totalmente rentable la instalación del micro-transformador sino que reduce el tiempo de amortización de la instalación completa en aproximadamente un 56 %, valor que se considera elevado y determinante. En definitiva la instalación de un micro-transformador para este caso es altamente rentable.

### Modelos de conjuntos de viviendas (Configuraciones 3 y 4)

Debido a las conclusiones alcanzadas con anterioridad únicamente se muestran los modelos que suponen una mejora sustancial.

Cabe destacar que para los siguientes modelos se deberán utilizar tantos micro-transformadores como pares de viviendas se contemplen. Debido a que la capacidad del transformador es suficiente para aislar dos viviendas con grado de electrificación básica se considera que así lo hace.

#### Modelo 3.1.2.1

Desviación típica ( $\sigma$ ) de la red	Ganancia diaria (€)	Ganancia anual (€)
0.5	0.0033	1.2187
1	0.8881	324.1438
1.5	9.7479	3557.9901

Tabla 3.38: Repercusiones económicas básicas del modelo 3.1.2.1 para distintos grados de estabilidad de la red.

El modelo 3.1.2.1 presenta unas ganancias anuales para el estado de estabilidad de la red correspondiente a los valores 1 y 1.5 % de la desviación típica de la campana de Gauss, moderadas pero a tener en cuenta.

Dada la potencia de las instalaciones fotovoltaicas de valor 12 kW, se supone un precio aproximado del coste total de cada instalación basado en los precios de mercado de 7000 €. Dato que nos permitirá calcular la reducción del tiempo de amortización de las instalaciones fotovoltaicas. Se considera una tiempo de amortización de seis años tomado en base a la relación de potencias entre cada instalación fotovoltaica y cada vivienda.

Desviación típica ( $\sigma$ ) de la red	Amortización micro-transformador (días)	Amortización instalación completa reducida (días)
1	563	1992
1.5	52	899

Tabla 3.39: Repercusiones económicas extendidas del modelo 3.1.2.1 para distintos grados de estabilidad de la red.

Para el primer caso la amortización del micro-transformador se completaría en aproximadamente 2 años y 3 meses y la amortización de la instalación completa llevaría aproximadamente cinco años y seis meses. Por lo que para este estado de la red es rentable la instalación de un micro-transformador inteligente aunque la reducción del tiempo de amortización supone aproximadamente un 9 %. En definitiva la instalación de un micro-transformador es rentable pero la reducción del tiempo de amortización es muy limitado.

Para el segundo caso la amortización del micro-transformador se completaría en menos de dos meses y la amortización de la instalación completa llevaría poco aproximadamente dos años y seis meses . Por lo que para este estado de la red no solo es rentable la instalación de un micro-transformador inteligente si no que reduciría el tiempo de amortización aproximadamente en un 60 %. En definitiva la instalación de un micro-transformador para este caso es altamente rentable.

### Modelo 3.1.2.6

Desviación típica ( $\sigma$ ) de la red	Ganancia diaria (€)	Ganancia anual (€)
0.5	$3.61 \cdot 10^{-7}$	$1.32 \cdot 10^{-4}$
1	0.1418	51.7634
1.5	6.0632	2231.0548

Tabla 3.40: Repercusiones económicas básicas del modelo 3.1.2.6 para distintos grados de estabilidad de la red.

El modelo 3.1.2.6 presenta unas ganancias anuales para el estado de estabilidad de la red correspondiente al valor 1.5 % de la desviación típica de la campana de Gauss, en principio elevadas y a considerar.

Dada la potencia de las instalaciones fotovoltaicas de valor 2 kW, se supone un precio aproximado del coste total de cada instalación basado en los precios de mercado de 2000 €. Dato que nos permitirá calcular la reducción del tiempo de amortización de las instalaciones fotovoltaicas. Se considera una tiempo de amortización de ocho años tomado en base a la relación de potencias entre cada instalación fotovoltaica y cada vivienda. Cabe destacar que para este modelo se requerirán de un mínimo de siete micro-transformadores, uno por cada par de viviendas.

El tiempo de amortización de los micro-transformadores resulta de aproximadamente un año y siete meses. Mientras que el tiempo de amortización de la instalación completa obtenido es de poco menos de cinco años. Por lo que para este caso no solo es rentable la instalación de siete micro-transformadores inteligentes si no que reduciría el tiempo de amortización aproximadamente un 40 %.

A partir de los anteriores modelos de pueden alcanzar algunas conclusiones generales. La instalación de micro-trasformadores en viviendas unifamiliares es en general poco rentable, aunque para viviendas que tengan una capacidad de fotovoltaica elevada en relación a su potencia prevista se observa alta rentabilidad y reducción de los tiempos de amortización de las instalaciones fotovoltaicas muy sustanciales. La instalación de micro-trasformadores en conjuntos de viviendas es en general moderadamente rentable. Siendo esta rentabilidad superior cuando se trata de sistemas con reducido número de viviendas y elevada capacidad fotovoltaica individual.

## 3.8. Intensidades del sistema

En este apartado se llevaran a estudio los valores de la intensidad de la red y de la instalación fotovoltaica, ya que la intensidad restante del sistema corresponde con la intensidad de la vivienda que se limita en todo momento.

Las situaciones de inyección máxima provocan que se alcancen intensidades máximas que no siempre cumplen con las condiciones de operación del sistema definido.

En primer lugar se exponen las intensidades máximas de los conductores normalizados de acometida. El conductor de acometida normalizado de menor sección es el que ha sido utilizado en todos los casos de estudio, se debe aclarar que para los modelos de conjuntos de viviendas de mas de diez viviendas se hubiera tenido que escoger el inmediatamente superior en cuanto a sección para cumplir con los criterios de caída de tensión máxima producida por el aumento de potencia prevista de suministro.

Sección de fase en mm <sup>2</sup>	En tubular soterrada	Al aire protegido del sol
50	125	125
95	191	200
150	253	290
240	336	390

Figura 3.102: Intensidad máxima admisible de los conductores de acometida. Extraído de [9].

Cable 0,6/1 kV	Cartuchos fusibles "gG" (Sobrecargas) $I_f = 1,6 I_n < 1,45 I_z$	
	$I_n \leq 0,91 I_z (A)$	
	En tubular soterrada	Al aire protegido del sol
4 x 50 Al	<b>100</b>	<b>100</b>
3 x 95 + 1 x 50 Al	<b>160</b>	<b>160</b>
3 x 150 + 1 x 95 Al	<b>200</b>	<b>250</b>
3 x 240 + 1 x 150 Al	<b>250</b>	<b>315</b>

Figura 3.103: Intensidad máxima fusibles de protección. Extraído de [9].

De las Figs. 3.102 y 3.103 se extrae que el valor máximo admisible de intensidad de la red es de 100 amperios.

Respecto a los modelos de vivienda individuales se considera el modelo 3.1.1.4 como el caso más extremo en lo que a intensidades máximas se refiere, ya que en los modelos con instalaciones fotovoltaicas de menor capacidad se alcanzan máximas potencias de inyección de menor valor y por tanto se incurrirán en intensidades inferiores. La intensidad máxima en valor absoluto para el citado modelo se da en régimen de inyección a red y corresponde con un valor de 80 amperios. Este valor es inferior al establecido como máximo admisible por lo que se considera que es posible que se de esta situación. Aunque cabe destacar que el valor de la intensidad alcanzado es elevado y podría tener consecuencias en relación al estado de carga de la red.

En segundo lugar se deben tener en cuenta las intensidades en las que incurre la instalación fotovoltaica. Respecto a la misma no existe un límite establecido mas allá del establecido por las características de la instalación, las cuales se deben adecuar a los márgenes de operación previstos. Los elementos que limitan la intensidad son el inversor, que suele poseer una corriente máxima de salida en corriente alterna, y el cableado que de forma similar a la acometida posee una intensidad máxima admisible y esta aumenta con el calibre del mismo. Para el modelo 3.1.1.4, el cual se considera de referencia por poseer la instalación fotovoltaica de mayor capacidad, la intensidad en la que se incurre posee un valor máximo de más de 80 A. Un valor de referencia para modelos de inversor comerciales de 20 kW es de aproximadamente 40 amperios de intensidad máxima, por lo que si se desea alcanzar las situaciones de estudio se debe sobredimensionar el citado inversor.



# Capítulo 4

## Conclusiones

En este capítulo se resumen las conclusiones más relevantes que se han obtenido. Comenzamos considerando las situaciones más desfavorables, en concreto las relacionadas con las limitaciones de la producción e inyección a red de energía procedente de instalaciones fotovoltaicas domésticas con distintas características tanto de las instalaciones como de las viviendas. Una vez analizadas las problemáticas se describe en qué situaciones y de qué forma actúa el micro-transformador inteligente para darles solución. Finalmente se detallan las implicaciones derivadas de la instalación de un micro-transformador inteligente.

Las principales magnitudes de las instalaciones consideradas que presentan limitaciones son:

- La tensión de generación de la generación fotovoltaica. La tensión proporcionada por el inversor toma un valor máximo común para todas las configuraciones del sistema de aproximadamente 273 V.
- La generación de fotovoltaica. La generación se ve limitada en función de la potencia prevista para la vivienda y la situación de la red. La limitación máxima corresponde con una tensión de la red de 246.10 V y en esta situación la generación se ajusta a un valor próximo a la potencia máxima consumida por el usuario.
- La inyección a red. La cantidad de energía que se cede a la red esta ligada a la generación de fotovoltaica por lo que esta se ve limitada en proporción. La limitación máxima, de nuevo corresponde con una tensión de la red de 246.10 V, y en esta situación el sistema es incapaz de ceder energía a la red.

La implantación de un micro-transformador inteligente para desacoplar la vivien-

da del resto del sistema repercute en la modificación de las cotas descritas. Para ello el micro-transformador opera en el rango de relación de transformación [1,1.2].

A continuación se muestran los repercusiones aplicadas a cada magnitud:

- La tensión de generación de la fotovoltaica. La tensión de generación aumenta en proporción a la capacidad de fotovoltaica instalada. Llegando a alcanzar aumentos del 6 % para instalaciones sobredimensionadas.
- La generación de fotovoltaica. Se elimina totalmente la limitación de potencia generada lo que da lugar a alcanzar la potencia máxima de la instalación. En definitiva la instalación fotovoltaica es capaz de trabajar a máximo rendimiento.
- La inyección a red. Como consecuencia de un mayor aprovechamiento de la capacidad fotovoltaica instalada, aumenta considerablemente la cantidad energía cedida a la red. Esto supone un aumento de la inyección a red entre un 5 % y un 100 % en función de la situación de carga de la misma.

El aumento de la inyección a red conlleva unas implicaciones económicas derivadas de la venta de la energía excedentaria.

El tiempo de amortización de la adquisición de uno o varios micro-transformadores inteligentes varia aproximadamente entre dos meses y dos años en función de la variabilidad de la tensión de red. Ya que, dentro de su rango, la tensión de red puede tener un valor prácticamente constante (en la parte inferior, superior o cualquier otro punto de su rango) o tener variaciones con el tiempo. Cuando se tiene una variabilidad importante, el micro-transformador es un elemento de control adicional que permite gestionar el sistema (inyección de excedentes) regulando las variaciones de tensión.

De la misma forma la reducción en el tiempo de amortización de la instalación fotovoltaica supone entre un 10 % y más de un 50 % del tiempo de amortización previsto sin la actuación del micro-transformador.

En resumen la implantación de micro-transformadores inteligentes permite el aprovechamiento total de la capacidad de la instalación fotovoltaica y conlleva unos beneficios económicos que suponen una rentabilidad entre media y alta según el caso. Por lo que de todo esto se puede concluir que utilizar micro-transformadores inteligentes, con pequeñas adaptaciones de las líneas generales de alimentación, es una opción técnica y económica viable para optimizar el aprovechamiento (vertido de excedentes) de generación fotovoltaica en instalaciones domésticas de autoconsumo en baja tensión y de mejorar las condiciones de operación (fluctuaciones de tensión por ejemplo) de estas redes.

# Capítulo 5

## Anexos

### 5.1. Anexo 1: Código MATLAB

#### 5.1.1. Función “EstadoSistema”

```
1000 %Funcion para pedir al usuario el fdp, el V0 (tension de la red), la
1002 %potencia prevista de la vivienda (PL) y el numero de viviendas (nviv)
1004 % run EstadoSistema;
1006 %Se pide indicar el fdp de todo el sistema
1006 fp=0.95;
1008 disp('Introduzca el fdp del sistema con dos decimales')
1008 prompt = "Los mas comunes para este estudio se encuentran en el rango
1010 [0.80,0.99] ";
1010 f = input(prompt);
1012 %Se pide indicar el nivel de tension de la red, consecuencia del estado
1012 %de carga de la misma
1012 if w==0
1014     VR=1;
1014     disp('Introduzca la tension de la red en por unidad con dos
1016     decimales')
1016     prompt = "Los mas comunes para este estudio se encuentran en el
1018     rango [0.93,1.07] VR = ";
1018     VR = input(prompt);
1020 end
1020 %Se pide indicar la potencia de la instalacion
1020 PL=1;
1020 disp('Seleccione el numero entero en funcion de la Potencia de la
1022 vivienda')
```

```

1022 prompt = "1 - 5750 W   2 - 7360 W   3 - 9200 W   4 - 11500 W   5 - 14490
      W           PLmax = ";
      PL = input(prompt);
1024
      %Se pide indicar el numero de viviendas
1026 nviv=1;
      disp('Seleccione el numero par en funcion del numero de viviendas')
1028 prompt = "nviv= 2,4,6,8,...           Nviv = ";
      nviv = input(prompt);
1030
      save estado fp VR PL nviv;

```

### 5.1.2. Función “Modelado1”

```

1000 %%Modelado sistema con usuario(s) con generacion mediante instalacion
      fotovoltaica
1002 load estado;
1004 %Para un estudio preliminar se toma una valor constante de factor de
      %potencia para toda la instalacion de 0.95, se modelaran las
      Impedancias
1006 %reales y se calcularan las imaginarias en consecuencia
1008 fdp=fp; %Factor de potencia tomado
      phi=acos(fdp); %Angulo de desfase entre la tension y la intensidad
1010
      %%Inversor%%
1012
      %Las perdidas del bloque inversor + placas se modela como un
      rendimiento
1014 %conjunto (90%) 0.95*0.95
1016 eta_pv=0.9;
1018 Spvlim=( [1000:1000:50000]./fdp).*nviv;
1020 %Red
1022 V0=230*VR;
1024 %%Lineas de acometida y derivacion individual%%
      Rac=0.000641; %Resistencia de la acometida segun reglamento (ohm/m)
1026 % Xac=0.00008; %Reactancia de la acometida segun reglamento (ohm/m)
      RLGA25=0.000833; %Resistencia de la linea general de alimentacion (
      LGA) segun reglamento (ohm/m)
1028
      Rdi10=0.002083; %Resistencia de la derivacion individual S=10mm^2
      segun reglamento (ohm/m)

```

```

1030 Rdi16=0.001302;    %Resistencia de la derivacion individual S=16mm^2
      segun reglamento (ohm/m)
Rdi25=0.000833;    %Resistencia de la derivacion individual S=25mm^2
      segun reglamento (ohm/m)
1032
1034 if PL>=1
      Rdi=Rdi10;
end
1036 if PL>=3
      Rdi=Rdi16;
1038 end
1040 if PL>=5
      Rdi=Rdi25;
end
1042
1044 Xac=Rac*tan(phi);    %Reactancia de la acometida calculada (ohm/m)
Xdi=Rdi*tan(phi);    %Reactancia de la derivacion individual calculada (
      ohm/m)
1046 XLGA=RLGA25*tan(phi);
1048 LongAcometida = 100; %Distancia entre la subestacion sumitradora y la
      caja general de proteccion (CPM)
LongDerivacion = 20; %Distancia entre la caja general de proteccion (
      CPM) y la instalacion interior de la vivienda
1050 LongLGA = 15; %Distancia entre la caja general de proteccion (CPM) y
      las derivaciones individuales para bloques de viviendas
1052 Zac = 2*LongAcometida*(Rac + j*Xac);    %Impedancia de la acometida (
      ohm)
Zdi = 2*LongDerivacion*(Rdi + j*Xdi);    %Impedancia de la derivacion
      individual (ohm)
1054 ZLGA = 2*LongLGA*(RLGA25 + j*XLGA);
1056
%%Vivienda%%
1058 Vviv=230;    %Tension nominal de la vivienda
1060 Svivlim=( [5750,7360,9200,11500,14490]./fdp)*nviv;    %(VA)    %Potencia
      prevista segun reglamento para viviendas (5750 y 7360
      electrificacion basica)
IGA=[25,32,40,50,63]*nviv;    %(A)    %Intesdidad maxima por calibre
      del interruptor general de alimentacion (25 y 32 electrificacion
      basica)
1062 Svivmax=Svivlim(PL)*nviv;    %Maxima potencia aparente procedente del
      valor para viviendas con grado de electrificacion elevada del
      reglamento.
1064 Svivmin=100/fdp*nviv;    %Minima potencia aparente, distinta de cero
      por el consumo fantasma, muy comun en viviendas y provocado por
      electrodomesticos de uso continuado.
nSviv=2;

```

```

1066 Sviv = Svivmin:(Svivmax - Svivmin)/(nSviv - 1):Svivmax; %Vector con los
      valores de potencia aparente que puede consumir la vivienda
1068 Zvivmod = Vviv^2./Sviv; %Vector con los valores de la impedancia en
      funcion de la tension de la vivienda
      Rviv = transpose(Zvivmod).*cos(phi); %Vector con los valores de la
      impedancia real
1070 Xviv = j*transpose(Zvivmod).*sin(phi); %Vector con los valores de la
      impedancia imaginaria

1072 Zviv=Rviv+Xviv;

1074 %Gamma se modifica en Rango parametros, alfa debe modificarse como
      %consecuencia de la modificacion del sistema
1076 factorparalelo=1;
      if nviv>1
1078         factorparalelo=abs((Zac+Zdi)/(nviv*Zac+Zdi));
      end
1080
      %Modificaciones del sistema para nviv>1 paralelo
1082 if nviv>1
          Zdi=Zdi/nviv;
1084 end

1086 %Para sistemas con mas de 2 viviendas se debe incluir LGA
      if nviv>2
1088         Zac=Zac+ZLGA;
      end
end

```

### 5.1.3. Función “RangoParametros”

```

1000 %Calculo de rango de valores para parametros
      % run RangoParametros.m;
1002 run Modelado1;

1004 %Impedancia de Lineas de acometida y derivacion individual
      ZD=Zac+Zdi;
1006

1008
      %Impedancia de Vivienda
1010 MaxZviv=max(Zviv);

1012 MinZviv=min(Zviv);

1014 %%Rango de los parametros

1016 beta=[1 1.3]./(V0/230);

```

```

1018 gamma1=abs(MinZviv)/abs(ZD);
1019 gamma2=abs(MaxZviv)/abs(ZD);
1020 gamma=[gamma1 gamma2];
1021
1022 m=[0.9 1.2];
1023
1024 %%Vectores que contienen los posibles valores de los parametros
1025
1026 np=3; %%Se comienza con 3 valores para estudiar las combinaciones de
      casos
1027
1028 betamax=beta(2);
1029 betamin=beta(1);
1030 nbeta=np;
1031 betap = betamin:(betamax - betamin)/(nbeta - 1):betamax;
1032
1033 gammamax=gamma(2);
1034 gammamin=gamma(1);
1035 ngamma=np;
1036 gammap = gammamin:(gammamax - gammamin)/(ngamma - 1):gammamax;
1037
1038 mmax=m(2);
1039 mmin=m(1);
1040 nm=np;
1041 mp = mmin:(mmax - mmin)/(nm - 1):mmax;
1042
1043 %%Vectores que corresponden a ejes para graficas
1044 %%Se va a imponer la longitud de los vectores igual para todos (300)
      para
1045 %%que los valores de los vectores de beta y m sean exactos
1046
1047 ngraf=300;
1048
1049 betamax=beta(2);
1050 betamin=beta(1);
1051 nbeta=ngraf;
1052 betagraf = betamin:(betamax - betamin)/(nbeta - 1):betamax;
1053
1054 gammamax=gamma(2);
1055 gammamin=gamma(1);
1056 ngamma=ngraf;
1057 gammagraf = gammamin:(gammamax - gammamin)/(ngamma - 1):gammamax;
1058
1059 mmax=m(2);
1060 mmin=m(1);
1061 nm=ngraf;
1062 mgraf = mmin:(mmax - mmin)/(nm - 1):mmax;
1063
1064 clearvars -except betap gammap mp betagraf gammagraf mgraf ngraf eta_pv
      Spvlim Svivlim IGA ZD V0 PL nviv fdp factorparalelo;

```

#### 5.1.4. Función “PruebaVLIL”

```

1000     %Archivo de ejecucion de funciones en serie
1001     % run PruebaVLIL
1002
1003
1004     %Evaluacion de sobretensiones y sobreintensidades en la carga, Sistema
1005     PRE
1006     w=0;
1007
1008     run EstadoSistema.m %Indicar el fdp de todo el sistema y la situacion
1009     de carga del sistema
1010
1011     run LimitanteSL.m %Indicar la potencia de la vivienda, que actuara
1012     como limite
1013
1014     run LimitanteSpv.m %Indicar la potencia de la instalacion fotovoltaica
1015     , que actuara como limite
1016
1017     disp(newline);
1018     disp('Con los datos introducidos anteriormente se calculan los casos en
1019     los que se supere la VL y/o IL')
1020
1021     run DiagnosticoVLIL.m %Funcion que devuelve graficas y tablas de los
1022     casos problematicos, tambien guarda la region de casos que si
1023     cumple con m=1
1024
1025     run Magnprev.m; %Evalua las magnitudes con los valores que cumplan
1026     en el sistema previo (m=1)
1027
1028     run ComunprevVI.m; %Conjuncion entre la region que IL<lim y VL<lim
1029
1030     %Busqueda de m que reduzcan VL y/o IL, Sistema POST
1031
1032     run FindEMEVLIL.m; %Da como resultado los valores de m que
1033     solucionan cada caso problematico
1034
1035     run SolVLIL.m; %Aplica los distintos m y evalua las magnitudes,
1036     filtrando los resultados
1037
1038     run MejVI.m; %Se comparan las posibles mejoras de las magnitudes,
1039     extrayendo extremos de los casos Pre y Post
1040
1041     %run Mejora1.m; %Extrae todas las soluciones que mejoran la inyeccion a
1042     red
1043
1044     run Guardado1.m

```

```

1034 disp('Fin PruebaVLIL')
1036 close all

```

### 5.1.5. Función “PruebaVLILparalelo”

```

1000 %Archivo de ejecucion de funciones en serie
1001 % run PruebaVLILparalelo
1002
1004 for w=1:size(Vdis,2)
1006 Vdis=[0.93:0.01:1.07];
1008 %Evaluacion de sobretensiones y sobreintensidades en la carga, Sistema
1009 % PRE
1010 VR=Vdis(w);
1012 run EstadoSistema.m %Indicar el fdp de todo el sistema y la situacion
1013 % de carga del sistema
1014 run LimitanteSL.m %Indicar la potencia de la vivienda, que actuara
1015 % como limite
1016 run LimitanteSpv.m %Indicar la potencia de la instalacion fotovoltaica
1017 % , que actuara como limite
1018 disp(newline);
1019 disp('Con los datos introducidos anteriormente se calculan los casos en
1020 % los que se supere la VL y/o IL')
1022 run DiagnosticoVLIL.m %Funcion que devuelve graficas y tablas de los
1023 % casos problematicos, tambien guarda la region de casos que si
1024 % cumple con m=1
1026 run Magnprev.m; %Evalua las magnitudes con los valores que cumplan
1027 % en el sistema previo (m=1)
1029 run ComunprevVI.m; %Conjuncion entre la region que IL<lim y VL<lim
1031 %Busqueda de m que reduzcan VL y/o IL, Sistema POST
1033 run FindEMEVLIL.m; %Da como resultado los valores de m que
1034 % solucionan cada caso problematico
1036 run SolVLIL.m; %Aplica los distintos m y evalua las magnitudes,
1037 % filtrando los resultados

```

```

1032 run MejVI.m; %Se comparan las posibles mejoras de las magnitudes,
      extrayendo extremos de los casos Pre y Post
1034 %run Mejora1.m; %Extrae todas las soluciones que mejoran la inyeccion a
      red
1036 run Guardado1.m
1038 close all
1040 end
1042 disp('Fin PruebaVLIL paralelo')

```

### 5.1.6. Función “LimitanteSL”

```

1000 %Limitacion de variables beta y gamma por Potencia aparente de la
      %vivienda
1002 % run LimitanteSL
1004 run RangoParametros.m;
1006 l=0; %Control para imprimir graficas
      m=1;
1008 B=betagraf;
1010 G=gammagraf;
1012 clear betagraf gammagraf;
1014 SLlimitante=Svivilim(PL);
      IGAlimitante=IGA(PL);
1016 SLMatrix=zeros(ngraf^2,5);
1018 SLMatrix(:,3)=1;
      ind=1;
1020 nSLsupera=1;
1022 for i=1:ngraf %Bucle que recorre el vector de la variable Beta
      for j=1:ngraf %Bucle que recorre el vector de la variable
1024 Gamma
          X(i,j)=B(i); %Malla de valores de Beta
1026 Y(i,j)=G(j); %Malla de valores de Gamma
          alfa=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(m^2*G(j))))-1/B(i))*
1028 factorparalelo; %Valor de alfa auxiliar para guardado de los
      datos

```

```

        Z(i,j)=(V0^2/abs(ZD))*(1/((G(j)*(m)^2)))*((alfa+B(i))/(1+
1030     alfa+alfa/(G(j)*(m)^2)))^2; %Valor de la funcion que representa la
        potencia aparente en la rama de la instalacion fotovoltaica
1032
        Zalfa(i,j)=nan;
1034
        if alfa<0
            Z(i,j)=nan; % Condicion necesaria por diseno del
sistema, alfa >=0, en la grafica no aparece el valor nan (ausencia)
            Zalfa(i,j)=0;
1036     end
1038
        Zlim(i,j)=SLlimitante;
1040
        SLMatrix(ind,1)=B(i); %Se guardan los datos de las
variables y el resultado de la funcion en una matriz
        SLMatrix(ind,2)=G(j);
1042     SLMatrix(ind,4)=Z(i,j);
1044
        if Z(i,j)>=Zlim
            SLMatrix(ind,5)=Z(i,j)-Zlim(i,j); %Se almacena el
valor de la sobretension en cada caso
1046     end
1048
        ind=ind+1;
1050     end
1052
for i=1:ngraf^2
1054     if SLMatrix(i,5)>0
        SLSupera(nSLSupera,:)=SLMatrix(i,1:5); %Se almacenan los
datos de los casos que superan el limite de SL
1056         nSLSupera=nSLSupera+1;
1058     end
1060
    if l==1
        %Configuracion de las graficas, titulos, ejes y posterior
guardado
1062
        figure; surf(X,Y,Z,'EdgeColor','black','FaceColor','interp',
LineWidth=0.0001)
1064         hold on; grid on;
        title([' Grafica de superficie SL']);
1066         xlabel([' Valor de beta (adim)']);
        ylabel([' Valor de gamma (adim)']);
1068         zlabel([' Potencia aparente (VA)']);
1070
        %zlim([-1000 20000]);
        surf(X,Y,Zlim,'FaceColor','red','EdgeColor','none', LineWidth
=0.0001);

```

```

1072     surf(X,Y,Zalfa , 'FaceColor', 'black', 'EdgeColor', 'none',
LineWidth=0.0001); legend({'Potencia aparente en la rama de la carga',
'Limite de potencia aparente en la rama de la carga', 'Casos que
no cumplen la condicion fisica 1'}, 'Location', 'northoutside');

1074
1076     view(135,30);
ax=gca;
exportgraphics(ax,"SL_sup_Lim_prev_SL_" + num2str(SLlimitante
*0.95,5) + ".pdf", 'Resolution', 300);
1078 end
save LimSL SLsupera SLlimitante IGAlimitante;
1080 clear

```

### 5.1.7. Función “LimitanteSpv”

```

1000 %Limitacion de variables beta y gamma por Potencia aparente de la
%instalacion fotovoltaica, en definitiva Sinvmax
1002 % run LimitanteSpv

1004 run RangoParametros.m;

1006 l=0; %Control para imprimir graficas
m=1;

1008 B=betagraf;
1010 G=gammagraf;

1012 clear betagraf gammagraf;

1014 %Se pide indicar la potencia de la instalacion
Ppv=1;
1016 disp('Indique un numero entero en funcion de la Potencia instalada en
la instalacion fotovoltaica en kW')
prompt = "Ppv (kW) = ";
1018 Ppv = input(prompt);

1020 SpvMatrix=zeros(ngraf^2,5);
SpvMatrix(:,3)=1;
1022 ind=1;
Spvsupera=[];
1024 nSpvsupera=1;

1026 Spvlimitante=Spvlim(Ppv);

1028 for i=1:ngraf %Bucle que recorre el vector de la variable Beta
for j=1:ngraf %Bucle que recorre el vector de la variable
Gamma

```

```

1030         X(i,j)=B(i);      %Malla de valores de Beta
1032         Y(i,j)=G(j);      %Malla de valores de Gamma

1034         alfa=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(m^2*G(j)))-1/B(i)))*
factorparalelo;      %Valor de alfa auxiliar para guardado de los
datos
         Z(i,j)=(V0^2/abs(ZD))*B(i)*((B(i)-1+B(i)/(G(j)*(m)^2))/(1+
alfa+alfa/(G(j)*(m)^2))); %Valor de la funcion que representa la
potencia aparente en la rama de la instalacion fotovoltaica

1036         Zalfa(i,j)=nan;

1038         if alfa<0
1040             Z(i,j)=nan; % Condicion necesaria por diseno del
sistema, alfa >=0, en la grafica no aparece el valor nan (ausencia)
             Zalfa(i,j)=0;
1042         end

1044         Zlim(i,j)=Spvlimitante;

1046         SpvMatrix(ind,1)=B(i); %Se guardan los datos de las
variables y el resultado de la funcion en una matriz
         SpvMatrix(ind,2)=G(j);
1048         SpvMatrix(ind,4)=Z(i,j);

1050         if Z(i,j)>=Zlim
             SpvMatrix(ind,5)=Z(i,j)-Zlim(i,j); %Se almacena el
valor de la sobretension en cada caso
1052         end

1054         ind=ind+1;
1056     end
1058
1060     for i=1:ngraf^2
1062         if SpvMatrix(i,5)>0
             Spvsupera(nSpvsupera,:)=SpvMatrix(i,1:5); %Se almacenan
los datos de los casos que superan el limite de Spv
             nSpvsupera=nSpvsupera+1;
1064         end
1066     end

1068     if l==1
         %Configuracion de las graficas, titulos, ejes y posterior
guardado
1070         figure; surf(X,Y,Z,'EdgeColor','none','FaceColor','interp',
LineWidth=0.0001)
1072         hold on; grid on;
         title(['Grafica de superficie Spv']);
         xlabel(['Valor de beta (adim)']);

```

```

1074     ylabel(['Valor de gamma (adim)']);
1074     zlabel(['Potencia aparente (VA)']);

1076     %zlim([-5000 20000]);
1076     surf(X,Y,Zlim,'FaceColor','red','EdgeColor','none',LineWidth
=0.0001);
1078     surf(X,Y,Zalfa,'FaceColor','black','EdgeColor','none',
LineWidth=0.0001); legend({'Potencia aparente en la instalacion
fotovoltaica','Limite de potencia aparente en la instalacion
fotovoltaica','Casos que no cumplen la condicion fisica 1'},'
Location','northoutside');

1080

1082     view(0,-90);

1084     ax=gca;
1084     exportgraphics(ax,"Spv_sup_Lim_prev_Spv_" + num2str(
Spvlimitante*0.95,5) + ".pdf",'Resolution',300);
1086     end

1088     save LimSpv Spvsupera Spvlimitante;
clear

```

### 5.1.8. Función “DiagnosticoVLIL”

```

1000 %Archivo para estudio de UL e IL previo
1000 % run DiagnosticoVLIL
1002
1002 %
1002 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
1002 % Guardado de datos VL
1004
1004 run RangoParametros.m;
1006
1006 m=1;
1008
1008 B=betagraf;
1010 G=gammagraf;
1012
1012 clear betagraf gammagraf;
1014
1014 load LimSpv.mat; %Se carga la informacion de los casos problematicos
1014 % por potencia de la fotovoltaica
1014 load LimSL.mat; %Se carga la informacion de los casos problematicos
1014 % por potencia de la vivienda
1016
1016 %Obtencion de casos VL>Limite

```

```

1018     ULMatrix=zeros(ngraf^2,5);
1020     ULMatrix(:,3)=1;
1022     ind=1;
1024
1024     VLsupera=[];
1024     VLnollega=[];
1026     nVLsupera=1;
1026     nVLnollega=1;
1028     nalfaneg=1;
1028     nVarlim=1;
1030
1030     for i=1:ngraf %Bucle que recorre el vector de la variable Beta
1032         for j=1:ngraf %Bucle que recorre el vector de la variable
Gamma
1032
1032             X(i,j)=B(i); %Malla de valores de Beta
1034             Y(i,j)=G(j); %Malla de valores de Gamma
1036
1036             alfa=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(m^2*G(j)))-1/B(i)))*
factorparalelo; %Valor de alfa auxiliar para guardado de los
datos
1038             Z(i,j)=(V0*(alfa+B(i))/(1+alfa+alfa/(G(j)*(m)^2)))/m; %
Valor de la funcion que representa la tension en la carga, auxiliar
para guardado de los datos
1038
1038             if alfa<0
1040                 Z(i,j)=NaN; % Condicion necesaria por diseno del
sistema, alfa >=0
1040             end
1042             for o=1:size(Spvsupera,1)
1044                 if X(i,j)==Spvsupera(o,1) && Y(i,j)==Spvsupera(o,2)
1044                     Z(i,j)=nan; %Se asigna el valor nan para los casos
que superan el limite de Spv, en la grafica no aparece el valor nan
(ausencia)
1046                 end
1046             end
1048             for o=1:size(SLsupera,1)
1048                 if X(i,j)==SLsupera(o,1) && Y(i,j)==SLsupera(o,2)
1048                     Z(i,j)=nan; %Se asigna el valor nan para los casos
que superan el limite de SL, en la grafica no aparece el valor nan
(ausencia)
1050                 end
1050             end
1052
1052             Zlim(i,j)=230*1.07; %Limite de tension superior en la
carga, constante para cualquier valor de las 3 variables
1054             Zliminf(i,j)=230*0.93; %Limite de tension inferior en la
carga, constante para cualquier valor de las 3 variables
1056
1056             ULMatrix(ind,1)=B(i); %Se guardan los datos de las
variables y el resultado de la funcion en una matriz
1056             ULMatrix(ind,2)=G(j);

```

```

1058         ULMatrix(ind,4)=Z(i,j);
1060         if Z(i,j)>=Zlim(i,j)
            ULMatrix(ind,5)=Z(i,j)-Zlim(i,j);    %Se almacena el
valor de la sobretension en cada caso
1062         end
1064         if Z(i,j)<=Zliminf(i,j)
            ULMatrix(ind,5)=Z(i,j)-Zliminf(i,j);    %Se almacena el
valor de la infratension en cada caso
1066         end
1068         ind=ind+1;
1070     end
1072     for i=1:ngraf^2
1074         if ULMatrix(i,5)>0
            VLsupera(nVLsupera,:)=ULMatrix(i,1:5);    %Se almacenan los
datos de los casos que superan el limite tension
            nVLsupera=nVLsupera+1;
1076         end
1078         if ULMatrix(i,5)<0
            VLnollega(nVLnollega,:)=ULMatrix(i,1:5);    %Se almacenan los
datos de los casos que no superan el limite tension inferior
            nVLnollega=nVLnollega+1;
1080         end
1082         if isnan(ULMatrix(i,4))==1
            alfaneq(nalfaneq,1:5)=ULMatrix(i,1:5);    %Se almacenan los
datos de los casos de alfa<0
            nalfaneq=nalfaneq+1;
1084         end
1086         if isnan(ULMatrix(i,4))==0 && ULMatrix(i,5)==0
            Varlim(nVarlim,1:4)=ULMatrix(i,1:4);
            nVarlim=nVarlim+1;
1088         end
1090     end
1092     save limitesVL.mat VLsupera VLnollega Varlim alfaneq;
1094     clear
1096     %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Impresion datos VL
1098
1100         %% Se vuelven a inicializar variables por borrado de datos
run RangoParametros.m;
1102         m=1;

```

```

1104         B=betagraf;
1105         G=gammagraf;
1106         clear betagraf gammagraf;

1108         load limitesVL.mat; %Se carga la informacion de los casos
problematicos por tension
1109         load LimSpv.mat; %Se carga la informacion de los casos
problematicos por potencia de la fotovoltaica
1110         load LimSL.mat; %Se carga la informacion de los casos
problematicos por potencia de la vivienda
1111         %%
1112 %Se muestran por pantalla las potencias escogidas
1113 disp(newline); %Se muestran por pantalla las características del
sistema
1114 disp(['Sistema con PLmax = ',num2str(SLlimitante*0.95,5), ' W, y Ppvmax
= ',num2str(Spvlimitante*0.95,5), ' W.'])
1115
1116 %Bucle para imprimir por pantalla casos problematicos de VL
1117
1118         ULMatrix=zeros(ngraf^2,5);
1119         ULMatrix(:,3)=1;
1120         ind=1;
1121
1122         nVLsupera=1;
1123         nVLnollega=1;
1124         nalfaneg=1;
1125         nVarlim=1;
1126
1127         for i=1:ngraf %Bucle que recorre el vector de la variable Beta
1128             for j=1:ngraf %Bucle que recorre el vector de la variable
Gamma
1129
1130                 X(i,j)=B(i); %Malla de valores de Beta
1131                 Y(i,j)=G(j); %Malla de valores de Gamma
1132
1133                 alfa=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(m^2*G(j)))-1/B(i)))*
factorparalelo; %Valor de alfa auxiliar para guardado de los
datos
1134                 Z(i,j)=(V0*(alfa+B(i))/(1+alfa+alfa/(G(j)*(m)^2)))/m; %
Valor de la funcion que representa la tension en la carga
1135
1136                 if alfa<0
1137                     Z(i,j)=NaN; % Condicion necesaria por diseno del
sistema, alfa >=0, en la grafica no aparece el valor nan (ausencia)
1138                 end
1139                 for o=1:size(Spvsupera,1)
1140                     if X(i,j)==Spvsupera(o,1) && Y(i,j)==Spvsupera(o,2)
1141                         Z(i,j)=nan; %Se asigna el valor nan para los casos
que superan el limite de Spv, en la grafica no aparece el valor nan
(ausencia)
1142                     end
1143                 end
1144             end

```

```

1146         for o=1:size(SLsupera,1)
1147             if X(i,j)==SLsupera(o,1) && Y(i,j)==SLsupera(o,2)
1148                 Z(i,j)=nan; %Se asigna el valor nan para los casos
que superan el limite de SL, en la grafica no aparece el valor nan
(ausencia)
1149             end
1150         end
1151
1152         Zlim(i,j)=230*1.07; %Limite de tension superior en la
carga, constante para cualquier valor de las 3 variables
1153         Zliminf(i,j)=230*0.93; %Limite de tension inferior en la
carga, constante para cualquier valor de las 3 variables
1154
1155         ULMatrix(ind,1)=B(i); %Se guardan los datos de las
variables y el resultado de la funcion en una matriz
1156         ULMatrix(ind,2)=G(j);
1157         ULMatrix(ind,4)=Z(i,j);
1158
1159         if Z(i,j)>=Zlim(i,j)
1160             ULMatrix(ind,5)=Z(i,j)-Zlim(i,j); %Se almacena el
valor de la sobretension en cada caso
1161         end
1162         if Z(i,j)<=Zliminf(i,j)
1163             ULMatrix(ind,5)=Z(i,j)-Zliminf(i,j); %Se almacena el
valor de la infratension en cada caso
1164         end
1165         ind=ind+1;
1166     end
1167 end
1168
1169 for i=1:ngraf^2
1170     if ULMatrix(i,5)>0
1171         VLsupera(nVLsupera,:)=ULMatrix(i,1:5); %Se almacenan los
datos de los casos que superan el limite tension
1172         nVLsupera=nVLsupera+1;
1173     end
1174     if ULMatrix(i,5)<0
1175         VLnollega(nVLnollega,:)=ULMatrix(i,1:5); %Se almacenan los
datos de los casos que no superan el limite tension inferior
1176         nVLnollega=nVLnollega+1;
1177     end
1178     if isnan(ULMatrix(i,4))==1
1179         alfaneq(nalfaneq,1:5)=ULMatrix(i,1:5); %Se almacenan los
datos de los casos de alfa<0
1180         nalfaneq=nalfaneq+1;
1181     end
1182     if isnan(ULMatrix(i,4))==0 && ULMatrix(i,5)==0
1183         Varlim(nVarlim,1:4)=ULMatrix(i,1:4);
1184         nVarlim=nVarlim+1;
1185     end
1186 end

```

```

1188     if nVLsupera>1 %Grafica
1190         %Configuracion de las graficas , titulos , ejes y posterior
guardado
        figure ; surf(X,Y,Z, 'FaceColor', 'none', 'EdgeColor', 'green'); %
Funcion de VL
1192     hold on; grid on;
        title(['Grafica de superficie UL']);
1194     xlabel(['Valor de beta (adim)']);
        ylabel(['Valor de gamma (adim)']);
1196     zlabel(['Tension (V)']);

1198     surf(X,Y,Zlim, 'FaceColor', 'none', 'EdgeColor', 'red'); legend({'
Tension en la rama de la carga', 'Limite de tension'}, 'Location', '
northoutside'); %Limite de tension

1200     ax=gca;
        exportgraphics(ax," UL_sup_Lim_prev_UL1_" + num2str(SLlimitante
*0.95,5) + "_" + num2str(Spvlimitante*0.95,5) + ".pdf", '
Resolution',300);
1202     end

1204     if nVLnollega>1 %Grafica
        %Configuracion de las graficas , titulos , ejes y posterior
guardado
1206     figure ; surf(X,Y,Z, 'FaceColor', 'none', 'EdgeColor', 'green'); %
Funcion de VL
        hold on; grid on;
1208     title(['Grafica de superficie UL']);
        xlabel(['Valor de beta (adim)']);
1210     ylabel(['Valor de gamma (adim)']);
        zlabel(['Tension (V)']);
1212

        surf(X,Y,Zliminf, 'FaceColor', 'none', 'EdgeColor', 'red'); legend({'
Tension en la rama de la carga', 'Limite de tension'}, 'Location', '
best'); %Limite de tension
1214

        ax=gca;
1216     exportgraphics(ax," UL_sup_Lim_prev_UL2_" + num2str(SLlimitante
*0.95,5) + "_" + num2str(Spvlimitante*0.95,5) + ".pdf", '
Resolution',300);
        end
1218

run repeVL; %Funcion que elimina duplicidades para el correcto
tratamiento de los datos
1220 if size(VLsupera,1)>1
        VLarreglo
1222     end
        if nVLsupera>1 %Tablas
1224         disp(newline);
            disp('Se ha observado que los valores de VL practicamente no
dependen de gamma, la diferencia entre gamma minimo y maximo es del
orden de 10-14')

```



```

1262 run RangoParametros.m;
1264 m=1;
1266 B=betagraf;
1266 G=gammagraf;
1268
1270 clear betagraf gammagraf;
1270
1270 load LimSpv.mat; %Se carga la informacion de los casos problematicos
1270 por potencia de la fotovoltaica
1272 load LimSL.mat; %Se carga la informacion de los casos problematicos
1272 por potencia de la vivienda
1274
1274 %Obtencion de casos IL>Limite
1276
1276 %Bucle previo para hallar casos problematicos por alfa <0 y IL>
1276 IGAlimitante
1278
1278 ILMatrix=zeros(ngraf^2,5);
1278 ILMatrix(:,3)=1;
1280 ind=1;
1282
1282 ILSupera=[];
1282 nILSupera=1;
1284 nalfaneg=1;
1284 nVarlim=1;
1286
1286 for i=1:ngraf %Bucle que recorre el vector de la variable Beta
1288 for j=1:ngraf %Bucle que recorre el vector de la variable
Gamma
1290
1290 X(i,j)=B(i); %Malla de valores de Beta
1290 Y(i,j)=G(j); %Malla de valores de Gamma
1292
1292 alfa=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(m^2*G(j)))-1/B(i)))*
factorparalelo; %Valor de alfa auxiliar para guardado de los
datos
1294
1294 Z(i,j)=(V0/abs(ZD))*(alfa+B(i))/((G(j)*(m)^2)*(1+alfa)+alfa
)*m; %Valor de la funcion que representa la intensidad en la carga
, auxiliar para guardado de los datos
1296
1296 if alfa<0
1296 Z(i,j)=NaN; % Condicion necesaria por diseno del
sistema, alfa >=0
1298
1298 end
1298 for o=1:size(Spvsupera,1)
1300 if X(i,j)==Spvsupera(o,1) && Y(i,j)==Spvsupera(o,2)
1300 Z(i,j)=nan; %Se asigna el valor nan para los casos
que superan el limite de Spv, en la grafica no aparece el valor nan
(ausencia)
1302
1302 end
1302
1302 end

```

```

1304         for o=1:size(SLsupera,1)
1306             if X(i,j)==SLsupera(o,1) && Y(i,j)==SLsupera(o,2)
                Z(i,j)=nan; %Se asigna el valor nan para los casos
que superan el limite de SL, en la grafica no aparece el valor nan
(ausencia)
                end
1308         end

1310         Zlim(i,j)=IGAlimitante; %Limite de intensidad en la carga
, constante para cualquier valor de las 3 variables

1312         ILMatrix(ind,1)=B(i); %Se guardan los datos de las
variables y el resultado de la funcion en una matriz
1314         ILMatrix(ind,2)=G(j);
1314         ILMatrix(ind,4)=Z(i,j);

1316         if Z(i,j)>=Zlim(i,j)
                ILMatrix(ind,5)=Z(i,j)-Zlim(i,j); %Se almacena el
valor de la sobreintensidad en cada caso
1318         end

1320         ind=ind+1;
1322     end

1324     for i=1:ngraf^2
1326         if ILMatrix(i,5)>0
                ILSupera(nILsupera,:)=ILMatrix(i,1:5); %Se almacenan los
datos de los casos que superan el limite intensidad
                nILsupera=nILsupera+1;
1328         end
1330         if isnan(ILMatrix(i,4))==1
                alfaneg(nalfaneg,1:5)=ILMatrix(i,1:5); %Se almacenan los
datos de los casos de alfa<0
                nalfaneg=nalfaneg+1;
1332         end
1334         if isnan(ILMatrix(i,4))==0 && ILMatrix(i,5)==0
                Varlim(nVarlim,1:4)=ILMatrix(i,1:4);
                nVarlim=nVarlim+1;
1336         end
1338     end

1340     save limitesIL.mat ILSupera Varlim alfaneg;
1340     clear

1342     %%
1342     %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Impresion datos IL

1344         %% Se vuelven a inicializar variables por borrado de datos
1346     run RangoParametros.m;

```

```

1348         m=1;
1350         B=betagraf;
1352         G=gammagraf;
1354         clear betagraf gammagraf;
1356         load limitesIL.mat; %Se carga la informacion de los casos
problematicos
1358         load LimSpv.mat; %Se carga la informacion de los casos
problematicos por potencia de la fotovoltaica
1360         load LimSL.mat; %Se carga la informacion de los casos
problematicos por potencia de la vivienda
1362         %%
1364 %Bucle para imprimir por pantalla casos problematicos de IL
1366     ILMatrix=zeros(ngraf^2,5);
1368     ILMatrix(:,3)=1;
1370     ind=1;
1372     nILsupera=1;
1374     nalfaneg=1;
1376     nVarlim=1;
1378     for i=1:ngraf %Bucle que recorre el vector de la variable Beta
1380         for j=1:ngraf %Bucle que recorre el vector de la variable
Gamma
1382             X(i,j)=B(i); %Malla de valores de Beta
1384             Y(i,j)=G(j); %Malla de valores de Gamma
1386             alfa=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(m^2*G(j)))-1/B(i)))*
factorparalelo; %Valor de alfa auxiliar para guardado de los
1388             datos
1390             Z(i,j)=(V0/abs(ZD))*(alfa+B(i))/((G(j)*(m)^2)*(1+alfa)+alfa
)*m; %Valor de la funcion que representa la intensidad en la carga
1392             if alfa<0
1394                 Z(i,j)=NaN; % Condicion necesaria por diseno del
sistema , alfa>=0
1396             end
1398             for o=1:size(Spvsupera,1)
1400                 if X(i,j)==Spvsupera(o,1) && Y(i,j)==Spvsupera(o,2)
1402                     Z(i,j)=nan; %Se asigna el valor nan para los casos
que superan el limite de Spv, en la grafica no aparece el valor nan
1404                     (ausencia)
1406                 end
1408             end
1410             for o=1:size(SLsupera,1)
1412                 if X(i,j)==SLsupera(o,1) && Y(i,j)==SLsupera(o,2)
1414                     Z(i,j)=nan; %Se asigna el valor nan para los casos
que superan el limite de SL, en la grafica no aparece el valor nan
1416                     (ausencia)

```

```

1390         end
1391     end
1392
1393     Zlim(i,j)=IGAlimitante; %Limite de intensidad en la carga
1394     , constante para cualquier valor de las 3 variables
1395
1396     ILMatrix(ind,1)=B(i); %Se guardan los datos de las
1397     variables y el resultado de la funcion en una matriz
1398     ILMatrix(ind,2)=G(j);
1399     ILMatrix(ind,4)=Z(i,j);
1400
1401     if Z(i,j)>=Zlim(i,j)
1402         ILMatrix(ind,5)=Z(i,j)-Zlim(i,j); %Se almacena el
1403     valor de la sobreintensidad en cada caso
1404     end
1405
1406     ind=ind+1;
1407 end
1408 end
1409
1410 for i=1:ngraf^2
1411     if ILMatrix(i,5)>0
1412         ILSupera(nILSupera,:)=ILMatrix(i,1:5);
1413         nILSupera=nILSupera+1;
1414     end
1415     if isnan(ILMatrix(i,4))==1
1416         alfaneg(nalfaneg,1:5)=ILMatrix(i,1:5);
1417         nalfaneg=nalfaneg+1;
1418     end
1419     if isnan(ILMatrix(i,4))==0 && ILMatrix(i,5)==0
1420         Varlim(nVarlim,1:4)=ILMatrix(i,1:4);
1421         nVarlim=nVarlim+1;
1422     end
1423 end
1424
1425 if nILSupera>1
1426     %Configuracion de las graficas, titulos, ejes y posterior
1427     guardado
1428
1429     figure; surf(X,Y,Z, 'FaceColor', 'none', 'EdgeColor', 'green');
1430     hold on; grid on;
1431     title([' Grafica de superficie IL']);
1432     xlabel([' Valor de beta (adim)']);
1433     ylabel([' Valor de gamma (adim)']);
1434     zlabel([' Intensidad (A)']);
1435
1436     surf(X,Y,Zlim, 'FaceColor', 'none', 'EdgeColor', 'red'); legend({'
1437     Intensidad en la rama de la carga', 'Limite de intensidad'}, '
1438     Location', 'northoutside');
1439
1440     ax=gca;

```

```

    exportgraphics(ax,"IL_sup_Lim_prev_IL_" + num2str(SLlimitante
*0.95,5) + "_" + num2str(Spvlimitante*0.95,5) + ".pdf", '
Resolution',300);
1436
end
1438
1440
ILsupera
if nILsupera>1
1442     disp(newline);
        disp(['La tabla ILsupera detalla los casos en los que IL > ',
num2str(IGAlimitante,2), ' A'])
1444     disp(['Representan el ',num2str(((nILsupera-1)/(ngraf^2-
nalfaneg))*100,4), ' % de los casos realizables'])
        disp(['De forma orientativa el rango de Beta es de ',num2str(
min(ILsupera(:,1)),5), ' a ',num2str(max(ILsupera(:,1)),5)]);
1446     disp(['De forma orientativa el rango de Gamma es de ',num2str(
min(ILsupera(:,2)),5), ' a ',num2str(max(ILsupera(:,2)),5)]);
        else
1448     disp(newline);
        disp('No se da ningun caso que supere el limite de Intensidad y
a su vez se mantenga bajo el limite de Spv y SL')
1450 end
1452 clear

```

### 5.1.9. Función “Magnprev”

```

1000 %Funcion para calcular los valores extremos de las magnitudes en el
        sistema previo (m=1)
        % run Magnprev
1002
run RangoParametros.m;
1004
load limitesVL.mat Varlim;
1006 VarlimV=Varlim;
        clear Varlim
1008
load limitesIL.mat Varlim;
1010 VarlimI=Varlim;
        clear Varlim
1012
MagnprevV=zeros(size(VarlimV,1),10);
1014 MagnprevI=zeros(size(VarlimI,1),10);
1016 %Valor de las magnitudes sin superar VL y realizable fisicamente (Spv<=
        LimSpv,SL<=LimSL y alfa>0)
for i=1:size(VarlimV,1)

```

```

1018         %Se asignan los datos de los casos problematicos a
variables auxiliares para calcular la respersion de aplicar m
1020         Baux=VarlimV(i,1);
1022         Gaux=VarlimV(i,2);
1024         EME=VarlimV(i,3);

1026         %Se calculan las magnitudes del sistema despues de aplicar
m
1028         alfa=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(EME^2*Gaux))-1/Baux))*
factorparalelo;

1030         VLaux=(V0*(alfa+Baux)/(1+alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2)))/EME;

1032         ILaux=(V0/abs(ZD))*((alfa+Baux)/((Gaux*(EME)^2)*(1+alfa)+
alfa))*EME;

1034         SLaux=(V0^2/abs(ZD))*(1/((Gaux*(EME)^2))*((alfa+Baux)/(1+
alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2)))^2);

1036         Ipvaux=(V0/abs(ZD))*((1-Baux-Baux/(Gaux*(EME)^2))/(1+alfa+
alfa/(Gaux*(EME)^2)));

1038         Spvau=(V0^2/abs(ZD))*Baux*((Baux-1+Baux/(Gaux*(EME)^2))
/(1+alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2)));

1040         IRaux=(V0/abs(ZD))*((1-Baux+alfa/(Gaux*(EME)^2))/(1+alfa+
alfa/(Gaux*(EME)^2)));

1042         SRaux=(V0^2/abs(ZD))*((1-Baux+alfa/(Gaux*(EME)^2))/(1+alfa+
alfa/(Gaux*(EME)^2)));

1044         %Guardado de las magnitudes en funcion de m
MagnprevV(i,1:3)=VarlimV(i,1:3);
1046         MagnprevV(i,4)=VLaux;
1048         MagnprevV(i,5)=ILaux;
1050         MagnprevV(i,6)=SLaux;
1052         MagnprevV(i,7)=Ipvau;
1054         MagnprevV(i,8)=Spvau;
1056         MagnprevV(i,9)=IRaux;
1058         MagnprevV(i,10)=SRaux;

end

1056 %Valor de las magnitudes sin superar IL y realizable fisicamente (Spv<=
LimSpv,SL<=LimSL y alfa >0)
for i=1:size(VarlimI,1)

1058         %Se asignan los datos de los casos problematicos a
variables auxiliares para calcular la respersion de aplicar m

```

```

1060     Baux=VarlimI(i,1);
1062     GauX=VarlimI(i,2);
1064     EME=VarlimI(i,3);

1064     %Se calculan las magnitudes del sistema despues de aplicar
1066     m
1066     alfa=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(EME^2*GauX))-1/Baux))*
1066     factorparalelo;

1068     VLaux=(V0*(alfa+Baux)/(1+alfa+alfa/(GauX*(EME)^2)))/EME;

1070     ILaux=(V0/abs(ZD))*((alfa+Baux)/((GauX*(EME)^2)*(1+alfa)+
1070     alfa))*EME;

1072     SLaux=(V0^2/abs(ZD))*(1/((GauX*(EME)^2))*((alfa+Baux)/(1+
1072     alfa+alfa/(GauX*(EME)^2))^2);

1074     Ipvaux=(V0/abs(ZD))*((1-Baux-Baux/(GauX*(EME)^2))/(1+alfa+
1074     alfa/(GauX*(EME)^2));

1076     SpvauX=(V0^2/abs(ZD))*Baux*((Baux-1+Baux/(GauX*(EME)^2))
1076     /(1+alfa+alfa/(GauX*(EME)^2));

1078     IRaux=(V0/abs(ZD))*((1-Baux+alfa/(GauX*(EME)^2))/(1+alfa+
1078     alfa/(GauX*(EME)^2));

1080     SRaux=(V0^2/abs(ZD))*((1-Baux+alfa/(GauX*(EME)^2))/(1+alfa+
1080     alfa/(GauX*(EME)^2));

1082     %Guardado de las magnitudes en funcion de m
1084     MagnprevI(i,1:3)=VarlimI(i,1:3);
1084     MagnprevI(i,4)=ILaux;
1086     MagnprevI(i,5)=VLaux;
1086     MagnprevI(i,6)=SLaux;
1088     MagnprevI(i,7)=IpvauX;
1088     MagnprevI(i,8)=SpvauX;
1090     MagnprevI(i,9)=IRaux;
1090     MagnprevI(i,10)=SRaux;

1092     end

1094     save Valorprev MagnprevV MagnprevI;

1094     clear

```

### 5.1.10. Función “ComunprevVI”

```

1000 %Union de casos problematicos en el sistema previo por VL e IL

```

```

1002 % run ComunprevVI
1003 load Valorprev;
1004 load LimSL.mat IGAlimitante;
1005
1006 MagnprevVI1=[];
1007 indi=1;
1008
1009 for i=1:size(MagnprevV,1)
1010     if MagnprevV(i,5)<IGAlimitante
1011         MagnprevVI1(indi,:)=MagnprevV(i,:);
1012         indi=indi+1;
1013     end
1014 end
1015
1016 clear indi;
1017
1018 MagnprevVI2=[];
1019 indi=1;
1020
1021 for i=1:size(MagnprevI,1)
1022     if MagnprevI(i,5) <246.1 && MagnprevI(i,5) >213.9
1023         MagnprevVI2(indi,:)=MagnprevI(i,:);
1024         indi=indi+1;
1025     end
1026 end
1027
1028 %El resultado es la region que cumple con ambas restricciones
1029 %MagnprevVI2=MagnprevVI1
1030
1031 if MagnprevVI1(:,4)==MagnprevVI2(:,5)
1032
1033     MagnprevVI=MagnprevVI1;
1034
1035     load Valorprev.mat
1036
1037     save Valorprev.mat MagnprevV MagnprevI MagnprevVI
1038
1039 end
1040
1041 clear

```

### 5.1.11. Función “FindEMEVLLIL”

```

1000 %%Busqueda de m para eliminar las sobretensiones y/o sobreintensidades
1001     en la carga
1002 % run FindEMEVLLIL
1003 run RangoParametros.m;

```

```

1004 B=betagraf;
      G=gammagraf;
1006 EME=mgraf;

1008 clear betagraf gammagraf mgraf;

1010 load LimSpv.mat; %Se carga la informacion de los casos problematicos
      por potencia de la fotovoltaica
1011 load LimSL.mat; %Se carga la informacion de los casos problematicos
      por potencia de la vivienda
1012 %Se aplican todos los valores de m a todos los casos problematicos, los
      que
1014 %cumplen con los limites de V e I se guardan

1016 %Sobretensiones

1018 load limitesVL.mat VLsupera VLnollega; %Se cargan los casos de
      sobretensiones e infratensiones
      VLfueradrango=[VLsupera;VLnollega];
1020 Vlim=230*1.07;
      Vliminf=230*0.93;
1022 Ilim=IGAlimitante;
      MsolV=[];

1024 for i=1:size(VLfueradrango,1)
1026     h=1;
1028     Baux=VLfueradrango(i,1);
      Gaux=VLfueradrango(i,2);
1030
1032     for j=1:ngraf
1034         alfaux=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(EME(j)^2*Gaux))-1/Baux))*
      factorparalelo;
      Vaux=(V0*(alfaux+Baux)/(1+alfaux+alfaux/(Gaux*(EME(j))^2)))/EME
      (j); %Funcion auxiliar para evaluar VL e funcion m
1036         Iaux=(V0/abs(ZD))*((alfaux+Baux)/((Gaux*(EME(j))^2)*(1+alfaux)+
      alfaux))*EME(j); %Funcion auxiliar para evaluar IL en funcion m
1038         if Vaux<Vlim && Vaux>Vliminf && Iaux<Ilim %Se guardan los m que
      varian la tension dentro del limite para cada caso y cumplen por
      intensidad
1040             MsolV(h,1:4,i)=VLfueradrango(i,1:4);
      MsolV(h,6,i)=0;
      MsolV(h,6,i)=EME(j);
1042             MsolV(h,7,i)=Vaux;
      h=h+1;
1044         end
      end
1046 end

```

```

1048 %Sobreintensidades
1050 load limitesIL.mat ILSupera;
1052 Ilim=IGAlimitante;
1054 Vlim=230*1.07;
1056 Vliminf=230*0.93;
1058 MsolI=[];
1060
1062 for i=1:size(ILSupera,1)
1064     h=1;
1066     Baux=ILSupera(i,1);
1068     Gaux=ILSupera(i,2);
1070
1072     for j=1:ngraf
1074         alfaux=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(EME(j)^2*Gaux))-1/Baux))*
1076         factorparalelo;
1078         Iaux=(V0/abs(ZD))*((alfaux+Baux)/((Gaux*(EME(j))^2)*(1+alfaux)+
1080         alfaux))*EME(j); %Funcion auxiliar para evaluar IL e funcion m
1082
1084         Vaux=(V0*(alfaux+Baux)/(1+alfaux+alfaux/(Gaux*(EME(j))^2)))/EME
1086         (j); %Funcion auxiliar para evaluar VL en funcion m
1088
1090         if Iaux<Ilim && Vaux>Vliminf && Vaux<Vlim %Se guardan los m que
1092         disminuyen la intensidad por debajo del limite para cada caso y
1094         cumplen por tension
1096             MsolI(h,1:4,i)=ILSupera(i,1:4);
1098             MsolI(h,6,i)=0;
1100             MsolI(h,6,i)=EME(j);
1102             MsolI(h,7,i)=Iaux;
1104             h=h+1;
1106         end
1108     end
1110 end
1112
1114 %Arreglo para que MsolI y MsolV tengan el mismo tamaño respecto al
1116 %numero máximo de
1118 %m aplicables en cada caso problemático, para su posterior tratamiento,
1120 %únicamente se añaden filas de ceros.
1122
1124 clearvars -except MsolV MsolI;
1126
1128 if size(MsolI,1)>1 && size(MsolV,1)>1
1130     if size(MsolI,1)>size(MsolV,1)
1132         diftamano=size(MsolI,1)-size(MsolV,1);
1134         longMsolV=size(MsolV,1);
1136         for j=1:diftamano
1138             MsolV((longMsolV+j),:,1)=zeros(1,7);
1140         end

```

```

1094     end
1095     if size(MsolI,1)<size(MsolV,1)
1096         diftamano=size(MsolV,1)-size(MsolI,1);
1097         longMsolI=size(MsolI,1);
1098         for j=1:diftamano
1099             MsolI((longMsolI+j),:,1)=zeros(1,7);
1100         end
1101     end
1102 end
1103
1104 save EMEsol MsolV MsolI;
1105 clear

```

### 5.1.12. Función “SolVLIL”

```

1000 %Comprobacion de magnitudes despues de aplicar m
1001 % run SolVLIL
1002
1003 %Se procede a calcular las magnitudes de los casos "arreglados" que
1004 %VL>limVL en el sistema previo y al aplicar m, VL<limVL
1005
1006 run RangoParametros.m;
1007
1008 load EMEsol.mat; %Se cargan los datos de los casos problematicos y las
1009     posibles mejoras en funcion de m
1010
1011 SolV=zeros(size(MsolV,1),10,size(MsolV,3));
1012
1013 if size(MsolV,1)>1
1014     for i=1:size(MsolV,3) %Bucle con longitud igual al numero de
1015         casos problematicos
1016         for j=1:size(MsolV,1) %Bucle con longitud igual al numero de
1017             soluciones en funcion de m
1018
1019             %Se asignan los datos de los casos problematicos a
1020             % variables auxiliares para calcular la respercusion de aplicar m
1021             Baux=MsolV(j,1,i);
1022             Gaux=MsolV(j,2,i);
1023
1024             EME=MsolV(j,6,i);
1025             Vaux=MsolV(j,7,i);
1026
1027             %Se calculan las magnitudes del sistema despues de aplicar
1028             % m
1029             alfa=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(EME^2*Gaux))-1/Baux))*
1030                 factorparalelo;
1031
1032             ILaux=(V0/abs(ZD))*((alfa+Baux)/((Gaux*(EME)^2)*(1+alfa)+
1033                 alfa))*EME;

```

```

1028     SLaux=(V0^2/abs(ZD))*(1/((Gaux*(EME)^2))*((alfa+Baux)/(1+
alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2)))^2;
1030     Ipvaux=(V0/abs(ZD))*((1-Baux-Baux/(Gaux*(EME)^2))/(1+alfa+
alfa/(Gaux*(EME)^2)));
1032     Spvaux=(V0^2/abs(ZD))*Baux*((Baux-1+Baux/(Gaux*(EME)^2))
/(1+alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2)));
1034     IRaux=(V0/abs(ZD))*((1-Baux+alfa/(Gaux*(EME)^2))/(1+alfa+
alfa/(Gaux*(EME)^2)));
1036     SRaux=(V0^2/abs(ZD))*((1-Baux+alfa/(Gaux*(EME)^2))/(1+alfa+
alfa/(Gaux*(EME)^2)));
1038     %Guardado de las magnitudes en funcion de m
SolV(j,1:2,i)=MsolV(j,1:2,i);
1040     SolV(j,3,i)=EME;
1042     if alfa>0 %Primer filtro post, condicion de realizacion
fisica
1044         SolV(j,4,i)=Vaux;
1044         SolV(j,5,i)=ILaux;
1046         SolV(j,6,i)=SLaux;
1046         SolV(j,7,i)=Ipvaux;
1048         SolV(j,8,i)=Spvaux;
1048         SolV(j,9,i)=IRaux;
1050         SolV(j,10,i)=SRaux;
1050     else
1052         SolV(j,4:10,i)=nan;
1052         if j==1 && SolV(j,1,i)~=0
1054             disp(newline)
1054             disp(['El caso problematico de beta=',num2str(SolV(
j,1,i),5), ' y gamma=',num2str(SolV(j,2,i),5), ' posee la
particularidad de que al aplicar el m necesario para eliminar la
sobretension, alfa<0, se incumple la condicion de realizacion
fisica'])
1056         end
1056     end
1058     end
1058     end
1060     end
1060     save ValorpostV SolV; %Se guarda los resultados en un archivo
temporal
1062     clear
1064     %Se procede a calcular las magnitudes de los casos "arreglados" que
%IL>limIL en el sistema previo y al aplicar m, IL<limIL
1066     run RangoParametros.m;
1068

```

```

load EMEsol.mat; %Se cargan los datos de los casos problematicos y las
    posibles mejoras en funcion de m
1070 SolI=zeros(size(MsolI,1),10,size(MsolI,3));
1072
1074 if size(MsolI,1)>1
    for i=1:size(MsolI,3) %Bucle con longitud igual al numero de
        casos problematicos
        for j=1:size(MsolI,1) %Bucle con longitud igual al numero de
            soluciones en funcion de m
1076
                %Se asignan los datos de los casos problematicos a
                variables auxiliares para calcular la respercusion de aplicar m
1078                Baux=MsolI(j,1,i);
                Gaux=MsolI(j,2,i);
1080
                EME=MsolI(j,6,i);
                Iaux=MsolI(j,7,i);
1082
                %Se calculan las magnitudes del sistema despues de aplicar
1084                m
                alfa=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(EME^2*Gaux))-1/Baux))*
                factorparalelo;
1086
                VLaux=(V0*(alfa+Baux)/(1+alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2)))/EME;
1088
                SLaux=(V0^2/abs(ZD))*(1/((Gaux*(EME)^2))*((alfa+Baux)/(1+
                alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2)))^2);
1090
                Ipvaux=(V0/abs(ZD))*((1-Baux-Baux/(Gaux*(EME)^2))/(1+alfa+
                alfa/(Gaux*(EME)^2)));
1092
                Spvaux=(V0^2/abs(ZD))*Baux*((Baux-1+Baux/(Gaux*(EME)^2))
                /(1+alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2)));
1094
                IRaux=(V0/abs(ZD))*((1-Baux+alfa/(Gaux*(EME)^2))/(1+alfa+
                alfa/(Gaux*(EME)^2)));
1096
                SRaux=(V0^2/abs(ZD))*((1-Baux+alfa/(Gaux*(EME)^2))/(1+alfa+
                alfa/(Gaux*(EME)^2)));
1098
                %Guardado de las magnitudes en funcion de m
1100                SolI(j,1:2,i)=MsolI(j,1:2,i);
                SolI(j,3,i)=EME;
1102                if alfa>0 %Primer filtro post, condicion de realizacion
                    fisica
                        SolI(j,4,i)=Iaux;
1104                        SolI(j,5,i)=VLaux;
                        SolI(j,6,i)=SLaux;
1106                        SolI(j,7,i)=Ipvaux;
                        SolI(j,8,i)=Spvaux;
1108                        SolI(j,9,i)=IRaux;
                        SolI(j,10,i)=SRaux;

```

```

1110         else
1111             SolI(j,4:10,i)=nan;
1112             if j==1 && SolI(j,1,i)~=0
1113                 disp(newline)
1114                 disp(['El caso problematico de beta=',num2str(SolI(
j,1,i),5), ' y gamma=',num2str(SolI(j,2,i),5), ' posee la
particularidad de que al aplicar el m necesario para eliminar la
sobreintensidad, alfa<0, se incumple la condicion de realizacion
fisica'])
1115             end
1116         end
1117     end
1118 end
1119
1120 save ValorpostI SolI; %Se guarda los resultados en un archivo temporal
1121
1122 clear
1123
1124
1125
1126
1127 %A continuacion se comprueba que la solucion no sobrepase los limites
de SL y Spv
1128
1129 load LimSpv.mat; %Se carga la informacion de los casos problematicos
por potencia de la fotovoltaica
1130 load LimSL.mat; %Se carga la informacion de los casos problematicos
por potencia de la vivienda
1131
1132 load ValorpostV;
1133 load ValorpostI;
1134
1135 for i=1:size(SolV,3)
1136     for j=1:size(SolV,1)
1137         if SolV(j,6,i)>SLlimitante
1138             SolV(j,4:5,i)=0;
1139             SolV(j,6,i)=nan;
1140             SolV(j,7:10,i)=0;
1141             %disp(['El caso problematico de beta=',num2str(SolV(j,1,i)
,4), ' y gamma=',num2str(SolV(j,2,i),4), ' posee la particularidad de
que al aplicar el m necesario para eliminar la sobretension,
sobrepasa el limite de SL'])
1142         end
1143         if SolV(j,8,i)>Spvlimitante
1144             SolV(j,4:7,i)=0;
1145             SolV(j,8,i)=nan;
1146             SolV(j,9:10,i)=0;
1147             %disp(['El caso problematico de beta=',num2str(SolV(j,1,i)
,4), ' y gamma=',num2str(SolV(j,2,i),4), ' posee la particularidad de
que al aplicar el m necesario para eliminar la sobretension,
sobrepasa el limite de Spv'])
1148         end
1149     end
1150 end

```

```

1150     end
1151 end
1152
1153 for i=1:size(SolI,3)
1154     for j=1:size(SolI,1)
1155         if SolI(j,6,i)>SLLimitante
1156             SolI(j,4:5,i)=0;
1157             SolI(j,6,i)=nan;
1158             SolI(j,7:10,i)=0;
1159             %disp(['El caso problematico de beta=',num2str(SolI(j,1,i)
1160 ,4),'] y gamma=',num2str(SolI(j,2,i),4),'] posee la particularidad de
1161             que al aplicar el m necesario para eliminar la sobreintensidad,
1162             sobrepasa el limite de SL'])
1163             end
1164             if SolI(j,8,i)>Spvlimitante
1165                 SolI(j,4:7,i)=0;
1166                 SolI(j,8,i)=nan;
1167                 SolI(j,9:10,i)=0;
1168                 %disp(['El caso problematico de beta=',num2str(SolI(j,1,i)
1169 ,4),'] y gamma=',num2str(SolI(j,2,i),4),'] posee la particularidad de
1170             que al aplicar el m necesario para eliminar la sobreintensidad,
1171             sobrepasa el limite de Spv'])
1172             end
1173         end
1174     end
1175 end
1176
1177 save Valorpost SolV SolI; %Se guarda ambos resultados en un archivo
1178     unico y se eliminan los temporales
1179 delete ValorpostV.mat;
1180 delete ValorpostI.mat;
1181 clear
1182
1183 %Se unifican los casos mejorados por VL e IL
1184
1185 %Se reordena la matriz SolI
1186
1187 run RangoParametros.m;
1188
1189 load LimSL.mat
1190 load LimSpv.mat;
1191 load Valorpost.mat;
1192
1193 load EMESol.mat; %Se cargan los datos de los casos problematicos y
1194     las posibles mejoras en funcion de m
1195
1196 SolI=zeros(size(MsolI,1),10,size(MsolI,3));
1197
1198 if size(MsolI,1)>1
1199     for i=1:size(MsolI,3) %Bucle con longitud igual al numero de
1200         casos problematicos

```

```

1194         for j=1:size(MsolI,1) %Bucle con longitud igual al numero
de soluciones en funcion de m

1196             %Se asignan los datos de los casos problematicos a
variables auxiliares para calcular la resperscion de aplicar m
1198             Baux=MsolI(j,1,i);
Gaux=MsolI(j,2,i);

1200             EME=MsolI(j,6,i);
Iaux=MsolI(j,7,i);

1202             %Se calculan las magnitudes del sistema despues de
aplicar m
1204             alfa=((1-eta_pv)/(eta_pv*(1+1/(EME^2*Gaux))-1/Baux))*
factorparalelo;

1206             VLaux=(V0*(alfa+Baux)/(1+alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2)))/EME
;

1208             SLaux=(V0^2/abs(ZD))*(1/((Gaux*(EME)^2))*((alfa+Baux)
/(1+alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2)))^2;

1210             Ipvaux=(V0/abs(ZD))*((1-Baux-Baux/(Gaux*(EME)^2))/(1+
alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2));

1212             Spvau=(V0^2/abs(ZD))*Baux*((Baux-1+Baux/(Gaux*(EME)^2)
)/(1+alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2));

1214             IRAux=(V0/abs(ZD))*((1-Baux+alfa/(Gaux*(EME)^2))/(1+
alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2));

1216             SRAux=(V0^2/abs(ZD))*((1-Baux+alfa/(Gaux*(EME)^2))/(1+
alfa+alfa/(Gaux*(EME)^2));

1218             %Guardado de las magnitudes en funcion de m
SolI(j,1:2,i)=MsolI(j,1:2,i);
1220             SolI(j,3,i)=EME;
if alfa>0 %Primer filtro post, condicion de
realizacion fisica
1222                 SolI(j,4,i)=VLaux;
SolI(j,5,i)=Iaux;
1224                 SolI(j,6,i)=SLaux;
SolI(j,7,i)=Ipvau;
1226                 SolI(j,8,i)=Spvau;
SolI(j,9,i)=IRAux;
1228                 SolI(j,10,i)=SRAux;
else
1230                 SolI(j,4:10,i)=nan;
if j==1
1232                     %disp(newline)
%disp(['El caso problematico de beta=',num2str(
SolI(j,1,i),5),'] y gamma=',num2str(SolI(j,2,i),5),'] posee la
particularidad de que al aplicar el m necesario para eliminar la

```

```

sobreintensidad, alfa < 0, se incumple la condicion de realizacion
fisica '])
1234         end
1236     end
1238 end
1240 for i=1:size(SolI,3)
1241     for j=1:size(SolI,1)
1242         if SolI(j,6,i)>SLLimitante
1243             SolI(j,4:5,i)=0;
1244             SolI(j,6,i)=nan;
1245             SolI(j,7:10,i)=0;
1246             %disp(['El caso problematico de beta=',num2str(SolI(j,1,i)
,4),' y gamma=',num2str(SolI(j,2,i),4),' posee la particularidad de
que al aplicar el m necesario para eliminar la sobreintensidad,
sobrepasa el limite de SL'])
1248             end
1249             if SolI(j,8,i)>Spvlimitante
1250                 SolI(j,4:7,i)=0;
1251                 SolI(j,8,i)=nan;
1252                 SolI(j,9:10,i)=0;
1253                 %disp(['El caso problematico de beta=',num2str(SolI(j,1,i)
,4),' y gamma=',num2str(SolI(j,2,i),4),' posee la particularidad de
que al aplicar el m necesario para eliminar la sobreintensidad,
sobrepasa el limite de Spv'])
1254             end
1255         end
1256     end
1257 end
1258 load Valorpost.mat SolV;
1259 save Valorpost.mat SolV SolI;
1260
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Se concatenan en orden por beta ascendente
1262 if size(SolV,1)>1 && size(SolI,1)>1 %Se dan sobretensiones y
sobreintensidades
1263     if max(SolI(1,1,:))<min(SolV(1,1,:))
1264         SolVI=cat(3,SolI(:,:,:),SolV(:,:,:));
1265     elseif min(SolI(1,1,:))>max(SolV(1,1,:))
1266         SolVI=cat(3,SolV(:,:,:),SolI(:,:,:));
1267     else
1268         SolVI=cat(3,SolI(:,:,:),SolV(:,:,:));
1269     end
1270     disp(newline)
1271     disp('La solucion a los casos por VL e IL comparten parte del
rango de beta')
1272 end
1273 clearvars -except SolVI
1274 end

```

```

1278 load Valorpost.mat;
1280 if size(SolV,1)==0 && size(SolI,1)==0 %No se dan sobretensiones ni
    sobreintensidades
    SolVI=[];
1282 end
1284 if size(SolV,1)>1 && size(SolI,1)==0 %Solo se dan sobretensiones
    SolVI=SolV;
1286 end
1288 if size(SolI,1)>1 && size(SolV,1)==0 %Solo se dan
    sobreintensidades
    SolVI=SolI;
1290 end
1292 save Valorpost.mat SolV SolI SolVI
clear

```

### 5.1.13. Función “MejVI”

```

1000 %Mejora del microtransformador, variacion de las magnitudes al
    aplicarle m,
1002 %Casos problematicos por VL e IL simultaneamente
    % run MejVI
1004 load Valorprev; %Se cargan los datos de los casos que cumplen en el
    sistema previo
1006 %Se extraen los valores minimos y maximos de cada magnitud para los
    casos con m=1
1008 %Se utilizaran distintas funciones para evaluar correctamente los
    valores
1010 %negativos y de ambos signos
1012 %PRE Conjuncion VL e IL
1014 MaxMagVIp=zeros(7,10);
1016 MinMagVIp=zeros(7,10);
1018 for j=4:6 %VL, IL y SL, siempre >0
    for i=1:size(MagnprevVI,1)
1020 if MagnprevVI(i,j)==max(MagnprevVI(:,j))
        MaxMagVIp(j-3,:)=MagnprevVI(i,:);
1022 if MagnprevVI(i,j)==min(MagnprevVI(:,j))
        MinMagVIp(j-3,:)=MagnprevVI(i,:);

```

```

1024         end
1025     end
1026 end
1027 % Ipv<0 y Spv>0, IR y SR ambos signos           %Para Ipv se consideran
1028 % maximos y minimos en valor absoluto
1029 for i=1:size(MagnprevVI,1)
1030     if MagnprevVI(i,7)==max(MagnprevVI(:,7))
1031         MinMagVIpre(4,:)=MagnprevVI(i,:);
1032     end
1033     if MagnprevVI(i,7)==min(MagnprevVI(:,7))
1034         MaxMagVIpre(4,:)=MagnprevVI(i,:);
1035     end
1036 end
1037 for i=1:size(MagnprevVI,1)
1038     for j=8:10
1039         if MagnprevVI(i,j)==max(MagnprevVI(:,j))
1040             MaxMagVIpre(j-3,:)=MagnprevVI(i,:);
1041         end
1042         if MagnprevVI(i,j)==min(MagnprevVI(:,j))
1043             MinMagVIpre(j-3,:)=MagnprevVI(i,:);
1044         end
1045     end
1046 end
1047 %Se procede a evaluar la mejora
1048 load Valorpost; %Se carga el valor de las magnitudes despues del
1049 % arreglo
1050 %POST VL e IL
1051 % Se extrae la informacion de los maximos y minimos para cada caso
1052 % problematico y cada magnitud (locales)
1053 MaxMagVIpostcasos=zeros(7,10,size(SolVI,3));
1054 MinMagVIpostcasos=zeros(7,10,size(SolVI,3));
1055 for i=1:size(SolVI,3)
1056     for j=4:6
1057         for k=1:size(SolVI,1)
1058             if SolVI(k,j,i)==max(SolVI(:,j,i))
1059                 MaxMagVIpostcasos(j-3,:,i)=SolVI(k,:,i);
1060             end
1061             if SolVI(k,j,i)==min(nonzeros(SolVI(:,j,i)))
1062                 MinMagVIpostcasos(j-3,:,i)=SolVI(k,:,i);
1063             end
1064         end
1065     end
1066 end
1067 end
1068 end
1069 end
1070 end

```

```

1072 % Ipv<0 y Spv>0, IR y SR ambos signos %Para Ipv se consideran maximos
      y minimos en valor absoluto
1074 for i=1:size(SolVI,3)
      for k=1:size(SolVI,1)
1076         if SolVI(k,7,i)==max(SolVI(:,7,i))
              MinMagVipostcasos(4,:,i)=SolVI(k,:,i);
1078         end
              if SolVI(k,7,i)==min(nonzeros(SolVI(:,7,i)))
1080                 MaxMagVipostcasos(4,:,i)=SolVI(k,:,i);
              end
1082         end
      end
1084 for i=1:size(SolVI,3)
      for j=8:10
1086         for k=1:size(SolVI,1)
1088             if SolVI(k,j,i)==max(SolVI(:,j,i))
                  MaxMagVipostcasos(j-3,:,i)=SolVI(k,:,i);
1090             end
                  if SolVI(k,j,i)==min(nonzeros(SolVI(:,j,i)))
1092                     MinMagVipostcasos(j-3,:,i)=SolVI(k,:,i);
                  end
1094             end
          end
1096 end
1098 % Se extrae la informacion de los maximos y minimos para todos los
      casos problematicos de cada magnitud (absolutos)
1100 MaxMagVipost=zeros(7,10);
      MinMagVipost=zeros(7,10);
1102 %Maximos
1104 for i=1:size(SolVI,3)
1106     for j=1:7
1108         if MaxMagVipostcasos(j,j+3,i)==max(MaxMagVipostcasos(j,j+3,:))
              MaxMagVipost(j,:)=MaxMagVipostcasos(j,:,i);
1110         end
      end
1112 end
1114 for i=1:size(SolVI,3)
      if MaxMagVipostcasos(4,7,i)==min(nonzeros(MaxMagVipostcasos(4,7,:))
          )
          MaxMagVipost(4,:)=MaxMagVipostcasos(4,:,i);
1116       end
      end
1118 %Minimos
1120 for i=1:size(SolVI,3)

```

```

1122     for j=1:7
1123         if MinMagVIpstcasos(j , j +3, i)==min(nonzeros(MinMagVIpstcasos(j
1124             , j +3, :)))
1125             MinMagVIpst(j , :)=MinMagVIpstcasos(j , : , i) ;
1126         end
1127     end
1128 end
1129
1130 for i=1:size(SolVI , 3)
1131     if MinMagVIpstcasos(4 , 7 , i)==max(nonzeros(MinMagVIpstcasos(4 , 7 , :))
1132         )
1133         MinMagVIpst(4 , :)=MinMagVIpstcasos(4 , : , i) ;
1134     end
1135 end
1136
1137 %%Se evaluan las mejoras
1138
1139 disp(newline)
1140 %disp('A continuacion se muestran las variaciones de las magnitudes a
1141     los casos afectados por sobretension y sobreintensidad en la carga
1142     ')
1143 disp(newline)
1144
1145 %%Se extraen las magnitudes minimas y maximas en matrices auxiliares
1146
1147 MejVLaux( : , : , 1)=[MaxMagVIpst(1 , :); MaxMagVIpst(1 , :)] ; %Max pre y post
1148 MejVLaux( : , : , 2)=[MinMagVIpst(1 , :); MinMagVIpst(1 , :)] ; %Min pre y post
1149
1150 MejILaux( : , : , 1)=[MaxMagVIpst(2 , :); MaxMagVIpst(2 , :)] ;
1151 MejILaux( : , : , 2)=[MinMagVIpst(2 , :); MinMagVIpst(2 , :)] ;
1152
1153 MejSLaux( : , : , 1)=[MaxMagVIpst(3 , :); MaxMagVIpst(3 , :)] ;
1154 MejSLaux( : , : , 2)=[MinMagVIpst(3 , :); MinMagVIpst(3 , :)] ;
1155
1156 MejIpvaux( : , : , 1)=[MaxMagVIpst(4 , :); MaxMagVIpst(4 , :)] ;
1157 MejIpvaux( : , : , 2)=[MinMagVIpst(4 , :); MinMagVIpst(4 , :)] ;
1158
1159 MejSpvaux( : , : , 1)=[MaxMagVIpst(5 , :); MaxMagVIpst(5 , :)] ;
1160 MejSpvaux( : , : , 2)=[MinMagVIpst(5 , :); MinMagVIpst(5 , :)] ;
1161
1162 MejIRaux( : , : , 1)=[MaxMagVIpst(6 , :); MaxMagVIpst(6 , :)] ;
1163 MejIRaux( : , : , 2)=[MinMagVIpst(6 , :); MinMagVIpst(6 , :)] ;
1164
1165 MejSRaux( : , : , 1)=[MaxMagVIpst(7 , :); MaxMagVIpst(7 , :)] ;
1166 MejSRaux( : , : , 2)=[MinMagVIpst(7 , :); MinMagVIpst(7 , :)] ;
1167
1168 %%Se evalua si hay mejoras , en definitiva ampliacion de rango , y se
1169     reordenan los datos de salida
1170
1171 %%L
1172
1173 MejVL(1 , :)=MejVLaux(1 , : , 1) ; %Max pre
1174 MejVL(2 , :)=MejVLaux(2 , : , 1) ; %Max post

```

```

1170 MejVL(3:4,:) = 0;
MejVL(5,:) = MejVLaux(1,:,2);      %Min pre
1172 MejVL(6,:) = MejVLaux(2,:,2);  %Min post
MejVL(7,:) = 0;

1174
if MejVLaux(2,4,1) > MejVLaux(1,4,1)
1176     MejVL(3,4) = MejVLaux(2,4,1) - MejVLaux(1,4,1);
end
1178 if MejVLaux(2,4,2) < MejVLaux(1,4,2) && MejVLaux(2,4,2) ~ = 0
     MejVL(7,4) = MejVLaux(1,4,2) - MejVLaux(2,4,2);
1180 end

1182 %IL

1184 MejIL(1,:) = MejILaux(1,:,1);
MejIL(2,:) = MejILaux(2,:,1);
1186 MejIL(3:4,:) = 0;
MejIL(5,:) = MejILaux(1,:,2);
1188 MejIL(6,:) = MejILaux(2,:,2);
MejIL(7,:) = 0;

1190

1192 if MejILaux(2,5,1) > MejILaux(1,5,1)
     MejIL(3,5) = MejILaux(2,5,1) - MejILaux(1,5,1);
1194 end

1196 if MejILaux(2,5,2) < MejILaux(1,5,2) && MejILaux(2,5,2) ~ = 0
     MejIL(7,5) = MejILaux(1,5,2) - MejILaux(2,5,2);
1198 end

1200 %SL

1202 MejSL(1,:) = MejSLaux(1,:,1);
MejSL(2,:) = MejSLaux(2,:,1);
1204 MejSL(3:4,:) = 0;
MejSL(5,:) = MejSLaux(1,:,2);
1206 MejSL(6,:) = MejSLaux(2,:,2);
MejSL(7,:) = 0;

1208
if MejSLaux(2,6,1) > MejSLaux(1,6,1)
1210     MejSL(3,6) = MejSLaux(2,6,1) - MejSLaux(1,6,1);
end
1212
if MejSLaux(2,6,2) < MejSLaux(1,6,2) && MejSLaux(2,6,2) ~ = 0
1214     MejSL(7,6) = MejSLaux(1,6,2) - MejSLaux(2,6,2);
end
1216

1218 %Ipv      Se evalua en valor absoluto por Ipv < 0 siempre

1220 MejIpv(1,:) = MejIpvaux(1,:,1);
MejIpv(2,:) = MejIpvaux(2,:,1);
1222 MejIpv(3:4,:) = 0;

```

```

1224 MejIpv(5,:) = MejIpvaux(1,:,2);
1226 MejIpv(6,:) = MejIpvaux(2,:,2);
1228 MejIpv(7,:) = 0;
1230
1232 if abs(MejIpvaux(2,7,1)) > abs(MejIpvaux(1,7,1))
1234     MejIpv(3,7) = abs(MejIpvaux(2,7,1)) - abs(MejIpvaux(1,7,1));
1236 end
1238
1240 if abs(MejIpvaux(2,7,2)) < abs(MejIpvaux(1,7,2)) && MejIpvaux(2,7,2) ~ = 0
1242     MejIpv(7,7) = abs(MejIpvaux(1,7,2)) - abs(MejIpvaux(2,7,2));
1244 end
1246
1248 %Spv
1250
1252 MejSpv(1,:) = MejSpvaux(1,:,1);
1254 MejSpv(2,:) = MejSpvaux(2,:,1);
1256 MejSpv(3:4,:) = 0;
1258 MejSpv(5,:) = MejSpvaux(1,:,2);
1260 MejSpv(6,:) = MejSpvaux(2,:,2);
1262 MejSpv(7,:) = 0;
1264
1266 if MejSpvaux(2,8,1) > MejSpvaux(1,8,1)
1268     MejSpv(3,8) = MejSpvaux(2,8,1) - MejSpvaux(1,8,1);
1270 end
1272
1274 if MejSpvaux(2,8,2) < MejSpvaux(1,8,2) && MejSpvaux(2,8,2) ~ = 0
1276     MejSpv(7,8) = MejSpvaux(1,8,2) - MejSpvaux(2,8,2);
1278 end
1280
1282 %IR
1284
1286 MejIR(1,:) = MejIRaux(1,:,1);
1288 MejIR(2,:) = MejIRaux(2,:,1);
1290 MejIR(3:4,:) = 0;
1292 MejIR(5,:) = MejIRaux(1,:,2);
1294 MejIR(6,:) = MejIRaux(2,:,2);
1296 MejIR(7,:) = 0;
1298
1300 if MejIRaux(2,9,1) > MejIRaux(1,9,1)
1302     MejIR(3,9) = MejIRaux(2,9,1) - MejIRaux(1,9,1);
1304 end
1306
1308 if MejIRaux(1,9,2) < 0 && MejIRaux(2,9,2) < 0 && MejIRaux(1,9,2) > MejIRaux(
1310     2,9,2)
1312     MejIR(7,9) = abs(abs(MejIRaux(2,9,2)) - abs(MejIRaux(1,9,2)));
1314 elseif MejIRaux(1,9,2) > 0 && MejIRaux(2,9,2) < 0
1316     MejIR(7,9) = abs(MejIRaux(2,9,2)) + abs(MejIRaux(1,9,2));
1318 end
1320
1322
1324

```

```

1276 %SR
1277 MejSR(1,:)=MejSRaux(1,:,1);
1278 MejSR(2,:)=MejSRaux(2,:,1);
1279 MejSR(3:4,:)=0;
1280 MejSR(5,:)=MejSRaux(1,:,2);
1281 MejSR(6,:)=MejSRaux(2,:,2);
1282 MejSR(7,:)=0;

1284 if MejSRaux(2,4,1)>MejSRaux(1,4,1)
1285     MejSR(3,10)=MejSRaux(2,4,1)-MejSRaux(1,4,1);
1286 end

1288 if MejSRaux(1,10,2)<0 && MejSRaux(2,10,2)<0 && MejSRaux(1,10,2)>
1289     MejSRaux(2,10,2)
1290     MejSR(7,10)=abs(abs(MejSRaux(2,10,2))-abs(MejSRaux(1,10,2)));
1291 elseif MejSRaux(1,10,2)>0 && MejSRaux(2,10,2)<0
1292     MejSR(7,10)=abs(MejSRaux(2,10,2))+abs(MejSRaux(1,10,2));
1293 end

1294 save MejoraVI MejVL MejIL MejSL MejIpv MejSpv MejIR MejSR MaxMagVipre
1295     MinMagVipre;

1296 clear

```

### 5.1.14. Función “Mejora1”

```

1000 %Funcion que extrae los casos que despues de aplicar m, la minima
1001     potencia
1002     %aparente (maxima inyeccion) es inferior a la PRE
1003
1004 load MejoraVI.mat MaxMagVipre MinMagVipre; %Se cargan los limites de
1005     cada magnitud en el sistema previo
1006
1007 load Valorpost.mat SolVI; %Se cargan las posibles mejoras de los
1008     casos problematicos
1009
1010 MinSR=MinMagVipre(7,:); %Se extrae el caso de maxima inyeccion en el
1011     sistema previo (m=1)
1012
1013 MejInyeccion=[];
1014
1015 ind=1;
1016
1017 for i=1:size(SolVI,3)
1018     for j=1:size(SolVI,1)
1019         if SolVI(j,10,i)<MinSR(10)
1020             MejInyeccion(ind,:)=SolVI(j,:,i);

```

```

1018         ind=ind+1;
1019     end
1020 end
1022 save MejoraInyeccion1 MejInyeccion
1024 %A continuacion arreglo que permita visualizar las soluciones ,
1025     escogiendo
1026 %m minimo y maximo que solucionan cada caso problematico
1028 extrep = [];
1030 if size(MejInyeccion,1)>1
1031     repe=MejInyeccion(1,10); %Valor de referencia para la comparacion
1032     (1)
1033     ind=1;
1034     for i=2:size(MejInyeccion,1)
1035         if (abs(MejInyeccion(i,10))-abs(repe))>(1*10^-6) %Casos en que
1036             la diferencia es menor a 1 uVA
1037                 extrep(ind)=i; %Se guarda la posicion del cambio
1038                 ind=ind+1;
1039                 repe=MejInyeccion(i,10); %Se actualiza el valor de
1040             referencia
1041         end
1042     end
1043     if size(extrep,2)>1 %Se construye una matriz representativa con
1044         los valores extremos de la mejora de cada caso
1045         MejInyeccionarreglo(1,:)=MejInyeccion(1,:);
1046         j=0;
1047         for i=1:size(extrep,2)
1048             MejInyeccionarreglo(i+1+j,:)=MejInyeccion(extrep(i)-1,:);
1049             MejInyeccionarreglo(i+2+j,:)=MejInyeccion(extrep(i),:);
1050             j=j+1;
1051         end
1052         MejInyeccionarreglo=[MejInyeccionarreglo; MejInyeccion(size(
1053             MejInyeccion,1),:)] ;
1054     else
1055         MejInyeccionarreglo = [];
1056     end
1057     save MejoraInyeccion1 MejInyeccion MejInyeccionarreglo;
1058 end
1059 clear

```

### 5.1.15. Función “Tratamiento1”

```

1000 %Tratamiento de datos MEJ1
1002 %1.07-0.93 15 valores
1004 VRed=[0.93:0.01:1.07];
1005 Ppv=[1000:1000:20000];
1006 Pviv=[5750 7360 9200 11500 14490];
1008
1009 SolucionesVI=cell(15,1); %Celda para almacenar matrices 3d con
1010 %soluciones de casos problematicos
1011 prefiltro=zeros(15,3);
1012 %Se introducen manualmente la Potencia de la vivienda y la Potencia de
1013 %la
1014 %instalacion fotovoltaica
1015 l=1; %PL
1016 i=20; %Ppv
1018
1019 Datos=[];
1020 for j=1:15
1021
1022     archivo=sprintf('0.95_%d_%d_%.2f.mat',Pviv(1),Ppv(i),VRed(j));
1023
1024     load(archivo)
1025
1026     nombre=sprintf('Datos1_%d_%d.mat',Pviv(1),Ppv(i));
1027
1028     %Se almacenan los rangos de beta,gamma y todas las magnitudes
1029
1030     %Valores de IL sin filtros tecnicos y valores de las variables
1031     para
1032     %casos que superan IL
1033     if size(ILsupera,1)>0
1034         prefiltro(j,:)= [VRed(j) max(ILsupera(:,4)) min(Varlim(:,4))
1035     ];
1036         rangogamma(j,:)= [min(ILsupera(:,2)) max(ILsupera(:,2))];
1037         rangobeta(j,:)= [min(ILsupera(:,1)) max(ILsupera(:,1))];
1038     end
1039
1040     %PRE %Casos limitados (Limites fisicos y tecnicos)
1041     Datos(j,1:4,1)= [min(MagnprevVI(:,1)) max(MagnprevVI(:,1)) min(
1042     MagnprevVI(:,2)) max(MagnprevVI(:,2))];
1043     Datos(j,5:18,1)= [MejVL(5,4) MejVL(1,4) MejIL(5,5) MejIL(1,5)
1044     MejSL(5,6) MejSL(1,6) MejIpv(5,7) MejIpv(1,7) MejSpv(5,8) MejSpv
1045     (1,8) MejIR(5,9) MejIR(1,9) MejSR(5,10) MejSR(1,10)];
1046
1047     %POST %Casos que no cumplieran con los limites tecnicos y por la

```

```

    %actuacion del microtransformador se emplazan dentro de los
    limites
1044     if size(SolVI,1)>0
        Datos(j,1:4,2)=[min(nonzeros(SolVI(:,1,:))) max(nonzeros(
SolVI(:,1,:))) min(nonzeros(SolVI(:,2,:))) max(nonzeros(SolVI
(:,2,:)))]; %Casos que superan o nollegan
1046     else
        Datos(j,1:4,2)=zeros(1,4);
1048     end
        Datos(j,5:18,2)=[MejVL(6,4) MejVL(2,4) MejIL(6,5) MejIL(2,5)
MejSL(6,6) MejSL(2,6) MejIpv(6,7) MejIpv(2,7) MejSpv(6,8) MejSpv
(2,8) MejIR(6,9) MejIR(2,9) MejSR(6,10) MejSR(2,10)];
1050
    %MEJORA    %Diferencias entre maximos y minimos de todas las
1052    %magnitudes respectivamente
    %Comprobacion del aumento de rango de beta y gamma
1054    Betamejoramax=[0];
    Betamejoramain=[0];
1056    Gammamejoramax=[0];
    Gammamejoramain=[0];
1058    if size(SolVI,1)>0
        if max(nonzeros(SolVI(:,1,:)))>max(MagnprevVI(:,1))
1060            Betamejoramax=max(nonzeros(SolVI(:,1,:)))-max(
MagnprevVI(:,1));
            end
1062            if min(nonzeros(SolVI(:,1,:)))<min(MagnprevVI(:,1))
                Betamejoramain=abs(min(nonzeros(SolVI(:,1,:)))-min(
MagnprevVI(:,1)));
            end
1064            if max(nonzeros(SolVI(:,2,:)))>max(MagnprevVI(:,2))
                Gammamejoramax=max(nonzeros(SolVI(:,2,:)))-max(
1066                MagnprevVI(:,2));
                end
1068                if min(nonzeros(SolVI(:,2,:)))<min(MagnprevVI(:,2))
                    Gammamejoramain=abs(min(nonzeros(SolVI(:,2,:)))-min(
MagnprevVI(:,2)));
                end
1070            end
1072            Datos(j,1:4,3)=[Betamejoramain Betamejoramax Gammamejoramain
Gammamejoramax];
            Datos(j,5:18,3)=[MejVL(7,4) MejVL(3,4) MejIL(7,5) MejIL(3,5)
MejSL(7,6) MejSL(3,6) MejIpv(7,7) MejIpv(3,7) MejSpv(7,8) MejSpv
(3,8) MejIR(7,9) MejIR(3,9) MejSR(7,10) MejSR(3,10)];
1074
    %Los casos mejorados
1076
    %Arreglo para eliminar casos sin posibilidad de mejora, y
    guardar
    %los que si tienen posibilidad en la celda de datos
1080    if size(SolVI,1)>1
        ind=1;
1082        for k=1:size(SolVI,3)

```

```

1084         if isnan(SolVI(1,8,k))==1 && isnan(SolVI(size(SolVI,1)
,8,k))==1
1086         else
1088             SolVIaux(:, :, ind)=SolVI(:, :, k);
1090             ind=ind+1;
1092         end
1094     end
1096     SolVI=SolVIaux;
1098     SolucionesVI{j}=SolVI;
1100 end
1102     clearvars -except i j l VRed Ppv Pviv Datos SolucionesVI nombre
prefiltro rangobeta rangogamma
1104 end
1106 %Se conforma un matriz en la que se mezclan los casos previos sin
%capacidad de mejora y los casos mejorados que suponen una mejora
real
%en las respectivas magnitudes
1108 Datos(:, :, 4)=Datos(:, :, 1); %Se le asigna el valor del sistema
previo y limitado
1110 %Se aumentan los rangos segun mejoras
1112 Datos(:, [1,3,5,7,9,13,15,17], 4)=Datos(:, [1,3,5,7,9,13,15,17], 4)-
Datos(:, [1,3,5,7,9,13,15,17], 3); %Minimos positivos o ambos signos
(IR y SR)
1114 Datos(:, [2,4,6,8,10,14,16,18], 4)=Datos(:, [2,4,6,8,10,14,16,18], 4)+
Datos(:, [2,4,6,8,10,14,16,18], 3); %Maximos positivos o ambos signos
(IR y SR)
1116 Datos(:, 11, 4)=Datos(:, 11, 4)+Datos(:, 11, 3); %Minimos negativos (Ipv)
Datos(:, 12, 4)=Datos(:, 12, 4)-Datos(:, 12, 3); %Maximos negativos (Ipv)
1118 save(nombre, 'Datos', 'SolucionesVI')
1120 %end
1122 %clear

```

### 5.1.16. Función “GraficasPre”

```

1000 %Generacion de graficas de magnitudes relevantes pre
% run GraficasPre
1002

```

```

1004 %Se pide indicar la potencia de la instalacion
      PL=1;
1006 disp('Seleccione el numero entero en funcion de la Potencia de la
          vivienda')
      prompt = "1 - 5750 W   2 - 7360 W   3 - 9200 W   4 - 11500 W   5 - 14490
              W           PLmax = ";
1008 PL = input(prompt);

1010 if PL==1
      load Datos1_5750_1000.mat Datos;
1012     ValoresPre1=Datos(:,:,1);
      ValoresPost1=Datos(:,:,4);
1014     clear Datos;
      load Datos1_5750_5000.mat Datos;
1016     ValoresPre5=Datos(:,:,1);
      ValoresPost5=Datos(:,:,4);
1018     clear Datos;
      load Datos1_5750_10000.mat Datos;
1020     ValoresPre10=Datos(:,:,1);
      ValoresPost10=Datos(:,:,4);
1022     clear Datos;
      load Datos1_5750_20000.mat
1024     ValoresPre20=Datos(:,:,1);
      ValoresPost20=Datos(:,:,4);
1026     clear Datos;
      end

1028 if PL==3
1030     load Datos1_9200_5000.mat Datos;
      ValoresPre5=Datos(:,:,1);
1032     ValoresPost5=Datos(:,:,4);
      clear Datos;
1034     load Datos1_9200_10000.mat Datos;
      ValoresPre10=Datos(:,:,1);
1036     ValoresPost10=Datos(:,:,4);
      clear Datos;
1038     load Datos1_9200_20000.mat
      ValoresPre20=Datos(:,:,1);
1040     ValoresPost20=Datos(:,:,4);
      clear Datos;
1042 end

1044 if PL==5
      load Datos1_14490_5000.mat Datos;
1046     ValoresPre5=Datos(:,:,1);
      ValoresPost5=Datos(:,:,4);
1048     clear Datos;
      load Datos1_14490_10000.mat Datos;
1050     ValoresPre10=Datos(:,:,1);
      ValoresPost10=Datos(:,:,4);
1052     clear Datos;
      load Datos1_14490_20000.mat
1054     ValoresPre20=Datos(:,:,1);

```

```

    ValoresPost20=Datos(:, :, 4);
1056   clear Datos;
end
1058 %Graficas pre
1060 X=[0.93:0.01:1.07];
1062 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%SL%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
1064 if PL==1
    Ymin1000=ValoresPre1(:, 9)';
1066    Ymax1000=ValoresPre1(:, 10)';
end
1068 Ymin5000=ValoresPre5(:, 9)';
Ymax5000=ValoresPre5(:, 10)';
1070
Ymin10000=ValoresPre10(:, 9)';
1072 Ymax10000=ValoresPre10(:, 10)';

Ymin20000=ValoresPre20(:, 9)';
1074 Ymax20000=ValoresPre20(:, 10)';
1076
%Minimos
1078
figure;
1080 if PL==1
    plot(X, Ymin1000, '-^r');
1082 end
hold on; grid on;
1084 title('Grafica de valores minimos de SL limitado');
xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)');
1086 ylabel('Potencia aparente en la vivienda SL (VA)');
plot(X, Ymin5000, '-vg');
1088 plot(X, Ymin10000, '-vb');
plot(X, Ymin20000, '-vc');
1090
if PL==1
1092     legend({'Modelo 1.1.1.', 'Modelo 1.5.1.', 'Modelo 1.10.1.', 'Modelo
        1.20.1.'}, 'Location', 'best');
end
1094 if PL==3
    legend({'Modelo 3.5.1.', 'Modelo 3.10.1.', 'Modelo 3.20.1.'}, '
        Location', 'best');
1096 end
if PL==5
1098     legend({'Modelo 5.5.1.', 'Modelo 5.10.1.', 'Modelo 5.20.1.'}, '
        Location', 'best');
end
1100
%Se superponen porque son identicos
1102
%Maximos
1104

```

```

figure ;
1106 if PL==1
        plot(X,Ymax1000, '-^r');
1108 end
hold on; grid on;
1110 title('Grafica de valores maximos de SL limitado');
xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)');
1112 ylabel('Potencia aparente en la vivienda SL (VA)');
plot(X,Ymax5000, '-^g');
1114 plot(X,Ymax10000, '-^b');
plot(X,Ymax20000, '-^c');
1116
if PL==1
1118     legend({'Modelo 1.1.1.', 'Modelo 1.5.1.', 'Modelo 1.10.1.', 'Modelo
        1.20.1.'}, 'Location', 'best');
end
1120 if PL==3
        legend({'Modelo 3.5.1.', 'Modelo 3.10.1.', 'Modelo 3.20.1.'}, '
        Location', 'best');
1122 end
if PL==5
1124     legend({'Modelo 5.5.1.', 'Modelo 5.10.1.', 'Modelo 5.20.1.'}, '
        Location', 'best');
end
1126
clear Ymin1000 Ymax1000 Ymin5000 Ymax5000 Ymin10000 Ymax10000 Ymin20000
        Ymax20000
1128 hold off;
1130 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Spv%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
if PL==1
1132     Ymin1000=ValoresPre1(:,13)';
        Ymax1000=ValoresPre1(:,14)';
1134 end
1136 Ymin5000=ValoresPre5(:,13)';
        Ymax5000=ValoresPre5(:,14)';
1138
1140 Ymin10000=ValoresPre10(:,13)';
        Ymax10000=ValoresPre10(:,14)';
1142 Ymin20000=ValoresPre20(:,13)';
        Ymax20000=ValoresPre20(:,14)';
1144
%Minimos
1146
figure ;
1148 if PL==1
        plot(X,Ymin1000, '-vr');
1150 end
hold on; grid on;
1152 title('Grafica de valores minimos de Spv limitado');
xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')

```



```

1200     Ymin1000=ValoresPre1(:,17)';
1201     Ymax1000=ValoresPre1(:,18)';
1202 end
1203
1204 Ymin5000=ValoresPre5(:,17)';
1205 Ymax5000=ValoresPre5(:,18)';
1206
1207 Ymin10000=ValoresPre10(:,17)';
1208 Ymax10000=ValoresPre10(:,18)';
1209
1210 Ymin20000=ValoresPre20(:,17)';
1211 Ymax20000=ValoresPre20(:,18)';
1212
1213 %Minimos
1214
1215 figure;
1216 if PL==1
1217     plot(X,Ymin1000,'-vr');
1218 end
1219 hold on; grid on;
1220 title('Grafica de valores minimos de SR limitado');
1221 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)');
1222 ylabel('Potencia aparente de la red SR (VA)');
1223 plot(X,Ymin5000,'-vg');
1224 plot(X,Ymin10000,'-vb');
1225 plot(X,Ymin20000,'-vc');
1226
1227 if PL==1
1228     legend({'Modelo 1.1.1.', 'Modelo 1.5.1.', 'Modelo 1.10.1.', 'Modelo
1229     1.20.1.'}, 'Location', 'best');
1230 end
1231 if PL==3
1232     legend({'Modelo 3.5.1.', 'Modelo 3.10.1.', 'Modelo 3.20.1.'}, '
1233     Location', 'best');
1234 end
1235 if PL==5
1236     legend({'Modelo 5.5.1.', 'Modelo 5.10.1.', 'Modelo 5.20.1.'}, '
1237     Location', 'best');
1238 end
1239
1240 %Maximos
1241
1242 figure;
1243 if PL==1
1244     plot(X,Ymax1000,'-^r');
1245 end
1246 hold on; grid on;
1247 title('Grafica de valores maximos de SR limitado');
1248 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)');
1249 ylabel('Potencia aparente de la red SR (VA)');
1250 plot(X,Ymax5000,'-^g');
1251 plot(X,Ymax10000,'-^b');
1252 plot(X,Ymax20000,'-^c');

```

```

1250 if PL==1
1252     legend({'Modelo 1.1.1.', 'Modelo 1.5.1.', 'Modelo 1.10.1.', 'Modelo
1.20.1.'}, 'Location', 'best');
end
1254 if PL==3
     legend({'Modelo 3.5.1.', 'Modelo 3.10.1.', 'Modelo 3.20.1.'}, '
Location', 'best');
1256 end
1258 if PL==5
     legend({'Modelo 5.5.1.', 'Modelo 5.10.1.', 'Modelo 5.20.1.'}, '
Location', 'best');
end
1260 %Se superponen porque son identicos
1262 clear Ymin1000 Ymax1000 Ymin5000 Ymax5000 Ymin10000 Ymax10000 Ymin20000
Ymax20000
1264 hold off;
1266
1268 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Vpv(beta)
1270
V0=X.*230;
1272
1274 if PL==1
     Ymin1000=ValoresPre1(:,1)'.*V0;
     Ymax1000=ValoresPre1(:,2)'.*V0;
1276 end
1278 Ymin5000=ValoresPre5(:,1)'.*V0;
Ymax5000=ValoresPre5(:,2)'.*V0;
1280
Ymin10000=ValoresPre10(:,1)'.*V0;
1282 Ymax10000=ValoresPre10(:,2)'.*V0;
1284 Ymin20000=ValoresPre20(:,1)'.*V0;
Ymax20000=ValoresPre20(:,2)'.*V0;
1286
%Minimos
1288
1290 figure;
1292 if PL==1
     plot(X, Ymin1000, '-vr');
end
1294 hold on; grid on;
title('Grafica de valores minimos de Vpv limitado');
1296 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
ylabel('Tension en la instalacion fotovoltaica Vpv (V)')
1298 plot(X, Ymin5000, '-vg');

```

```

1300 plot(X, Ymin10000, '-vb');
1300 plot(X, Ymin20000, '-vc');

1302 if PL==1
        legend({'Modelo 1.1.1.', 'Modelo 1.5.1.', 'Modelo 1.10.1.', 'Modelo
1304 1.20.1.'}, 'Location', 'best');
1304 end
1304 if PL==3
        legend({'Modelo 3.5.1.', 'Modelo 3.10.1.', 'Modelo 3.20.1.'}, '
1306 Location', 'best');
1306 end
1308 if PL==5
        legend({'Modelo 5.5.1.', 'Modelo 5.10.1.', 'Modelo 5.20.1.'}, '
1310 Location', 'best');
1310 end

1312 %Se superponen porque son identicos
1314 % Maximos

1316 figure;
1316 if PL==1
1318     plot(X, Ymax1000, '^r');
1318 end
1320 hold on; grid on;
1320 title('Grafica de valores maximos de Vpv limitado');
1322 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1322 ylabel('Tension en la instalacion fotovoltaica Vpv (V)')
1324
1324 plot(X, Ymax5000, '^g');
1326 plot(X, Ymax10000, '^b');
1326 plot(X, Ymax20000, '^c');
1328
1328 if PL==1
1330     legend({'Modelo 1.1.1.', 'Modelo 1.5.1.', 'Modelo 1.10.1.', 'Modelo
1332 1.20.1.'}, 'Location', 'best');
1332 end
1332 if PL==3
        legend({'Modelo 3.5.1.', 'Modelo 3.10.1.', 'Modelo 3.20.1.'}, '
1334 Location', 'best');
1334 end
1334 if PL==5
        legend({'Modelo 5.5.1.', 'Modelo 5.10.1.', 'Modelo 5.20.1.'}, '
1336 Location', 'best');
1336 end
1338 end

1338 clear Ymin1000 Ymax1000 Ymin5000 Ymax5000 Ymin10000 Ymax10000 Ymin20000
1340 Ymax20000

1340 hold off;

```

### 5.1.17. Función “GraficasPre-Post”

```

1000 %Generacion de graficas de magnitudes relevantes comparacion pre-post
1001 % run GraficasPre_Post
1002
1003 %Se pide indicar la potencia de la instalacion
1004 PL=1;
1005 disp('Seleccione el numero entero en funcion de la Potencia de la
1006 vivienda')
1007 prompt = "1 - 5750 W    2 - 7360 W    3 - 9200 W    4 - 11500 W    5 - 14490
1008 W          PLmax = ";
1009 PL = input(prompt);
1010
1011 if PL==1
1012     load Datos1_5750_1000.mat Datos;
1013     ValoresPre1=Datos(:, :, 1);
1014     ValoresPost1=Datos(:, :, 4);
1015     clear Datos;
1016     load Datos1_5750_5000.mat Datos;
1017     ValoresPre5=Datos(:, :, 1);
1018     ValoresPost5=Datos(:, :, 4);
1019     clear Datos;
1020     load Datos1_5750_10000.mat Datos;
1021     ValoresPre10=Datos(:, :, 1);
1022     ValoresPost10=Datos(:, :, 4);
1023     clear Datos;
1024     load Datos1_5750_20000.mat
1025     ValoresPre20=Datos(:, :, 1);
1026     ValoresPost20=Datos(:, :, 4);
1027     clear Datos;
1028 end
1029
1030 if PL==3
1031     load Datos1_9200_5000.mat Datos;
1032     ValoresPre5=Datos(:, :, 1);
1033     ValoresPost5=Datos(:, :, 4);
1034     clear Datos;
1035     load Datos1_9200_10000.mat Datos;
1036     ValoresPre10=Datos(:, :, 1);
1037     ValoresPost10=Datos(:, :, 4);
1038     clear Datos;
1039     load Datos1_9200_20000.mat
1040     ValoresPre20=Datos(:, :, 1);
1041     ValoresPost20=Datos(:, :, 4);
1042     clear Datos;
1043 end
1044
1045 if PL==5
1046     load Datos1_14490_5000.mat Datos;
1047     ValoresPre5=Datos(:, :, 1);
1048     ValoresPost5=Datos(:, :, 4);
1049     clear Datos;

```

```

1050     load Datos1_14490_10000.mat Datos;
        ValoresPre10=Datos(:, :, 1);
        ValoresPost10=Datos(:, :, 4);
1052     clear Datos;
        load Datos1_14490_20000.mat
1054     ValoresPre20=Datos(:, :, 1);
        ValoresPost20=Datos(:, :, 4);
1056     clear Datos;
end
1058
1060 X=[0.93:0.01:1.07];
1062 %En este caso se mostraran 2 funciones por grafica , maximos o minimos
        pre y
        %post respectivamente
1064 %
        %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
1066 if PL==1
1068 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
1070 Ymin1000post=ValoresPost1(:, 9)';
1072 Ymin1000pre=ValoresPre1(:, 9)';
1074 Ymin5000post=ValoresPost5(:, 9)';
        Ymin5000pre=ValoresPre5(:, 9)';
1076 Ymin10000post=ValoresPost10(:, 9)';
        Ymin10000pre=ValoresPre10(:, 9)';
1078 Ymin20000post=ValoresPost20(:, 9)';
        Ymin20000pre=ValoresPre20(:, 9)';
1080
1082
1084 Ymax1000post=ValoresPost1(:, 10)';
1086 Ymax1000pre=ValoresPre1(:, 10)';
1088 Ymax5000post=ValoresPost5(:, 10)';
        Ymax5000pre=ValoresPre5(:, 10)';
1090 Ymax10000post=ValoresPost10(:, 10)';
1092 Ymax10000pre=ValoresPre10(:, 10)';
1094 Ymax20000post=ValoresPost20(:, 10)';
        Ymax20000pre=ValoresPre20(:, 10)';
1096 %Minimos
1098

```

```

1100 figure; plot(X,Ymin1000pre,'-vr');
1101 hold on; grid on;
1102 title('Grafica de comparacion de valores minimos de SL del Modelo
1.1.1. ');
1103 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1104 ylabel('Potencia aparente en la vivienda SL (VA)')
1105 plot(X,Ymin1000post,'-og'); legend({'Modelo limitado','Modelo mejorado'
}, 'Location','best');
1106 ax=gca;
1107 exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_1000_SL_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
1108 hold off;
1109
1110 figure; plot(X,Ymin5000pre,'-vr');
1111 hold on; grid on;
1112 title('Grafica de comparacion de valores minimos de SL del Modelo
1.5.1. ');
1113 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1114 ylabel('Potencia aparente en la vivienda SL (VA)')
1115 plot(X,Ymin5000post,'-og'); legend({'Modelo limitado','Modelo mejorado'
}, 'Location','best');
1116 ax=gca;
1117 exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_5000_SL_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
1118 hold off;
1119
1120 figure; plot(X,Ymin10000pre,'-vr');
1121 hold on; grid on;
1122 title('Grafica de comparacion de valores minimos de SL del Modelo
1.10.1. ');
1123 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1124 ylabel('Potencia aparente en la vivienda SL (VA)')
1125 plot(X,Ymin10000post,'-og'); legend({'Modelo limitado','Modelo mejorado'
}, 'Location','best');
1126 ax=gca;
1127 exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_10000_SL_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
1128 hold off;
1129
1130 figure; plot(X,Ymin20000pre,'-vr');
1131 hold on; grid on;
1132 title('Grafica de comparacion de valores minimos de SL del Modelo
1.20.1. ');
1133 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1134 ylabel('Potencia aparente en la vivienda SL (VA)')
1135 plot(X,Ymin20000post,'-og'); legend({'Modelo limitado','Modelo mejorado'
}, 'Location','best');
1136 ax=gca;
1137 exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_20000_SL_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
1138 hold off;
1139
1140 %Maximos

```

```

1140 figure ; plot(X,Ymax1000pre, '-^r');
1142 hold on; grid on;
title('Grafica de comparacion de valores maximos de SL del Modelo
1.1.1. ');
1144 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
ylabel('Potencia aparente en la vivienda SL (VA)')
1146 plot(X,Ymax1000post, '-og'); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado'
}, 'Location', 'best');
ax=gca;
1148 exportgraphics(ax,"Comparacion_Max_1000_SL_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
hold off;

1150 figure ; plot(X,Ymax5000pre, '-^r');
1152 hold on; grid on;
title('Grafica de comparacion de valores maximos de SL del Modelo
1.5.1. ');
1154 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
ylabel('Potencia aparente en la vivienda SL (VA)')
1156 plot(X,Ymax5000post, '-og'); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado'
}, 'Location', 'best');
ax=gca;
1158 exportgraphics(ax,"Comparacion_Max_5000_SL_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
hold off;

1160 figure ; plot(X,Ymax10000pre, '-^r');
1162 hold on; grid on;
title('Grafica de comparacion de valores maximos de SL del Modelo
1.10.1. ');
1164 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
ylabel('Potencia aparente en la vivienda SL (VA)')
1166 plot(X,Ymax10000post, '-og'); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado
'}, 'Location', 'best');
ax=gca;
1168 exportgraphics(ax,"Comparacion_Max_10000_SL_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
hold off;

1170 figure ; plot(X,Ymax20000pre, '-^r');
1172 hold on; grid on;
title('Grafica de comparacion de valores maximos de SL del Modelo
1.20.1. ');
1174 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
ylabel('Potencia aparente en la vivienda SL (VA)')
1176 plot(X,Ymax20000post, '-og'); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado
'}, 'Location', 'best');
ax=gca;
1178 exportgraphics(ax,"Comparacion_Max_20000_SL_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
hold off;

1180

```

```

1182 clear Ymin1000pre Ymax1000pre Ymin5000pre Ymax5000pre Ymin10000pre
      Ymax10000pre Ymin20000pre Ymax20000pre Ymin1000post Ymax1000post
      Ymin5000post Ymax5000post Ymin10000post Ymax10000post Ymin20000post
      Ymax20000post

1184

1186 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Spv%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

1188 Ymin1000post=ValoresPost1(:,13)';
      Ymin1000pre=ValoresPre1(:,13)';

1190
1192 Ymin5000post=ValoresPost5(:,13)';
      Ymin5000pre=ValoresPre5(:,13)';

1194
1196 Ymin10000post=ValoresPost10(:,13)';
      Ymin10000pre=ValoresPre10(:,13)';

1198
1200 Ymin20000post=ValoresPost20(:,13)';
      Ymin20000pre=ValoresPre20(:,13)';

1202
1204 Ymax1000post=ValoresPost1(:,14)';
      Ymax1000pre=ValoresPre1(:,14)';

1206
1208 Ymax5000post=ValoresPost5(:,14)';
      Ymax5000pre=ValoresPre5(:,14)';

1210
1212 Ymax10000post=ValoresPost10(:,14)';
      Ymax10000pre=ValoresPre10(:,14)';

1214
1216 %Minimos

1218 figure; plot(X,Ymin1000pre,'-vr');
      hold on; grid on;
1220 title('Grafica de comparacion de valores minimos de Spv del Modelo
      1.1.1. ');
      xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1222 ylabel('Potencia aparente en la instalacion fotovoltaica Spv (VA)')
      plot(X,Ymin1000post,'-og'); legend({'Modelo limitado','Modelo mejorado'
      },'Location','best');

1224 ax=gca;
      exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_1000_Spv_" + num2str(PL) + ".pdf",'
      Resolution',300);

1226 hold off;

```

```

1228 figure ; plot(X,Ymin5000pre , '-vr ');
      hold on; grid on;
1230 title('Grafica de comparacion de valores minimos de Spv del Modelo
          1.5.1. ');
      xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.) ')
1232 ylabel('Potencia aparente en la instalacion fotovoltaica Spv (VA)')
      plot(X,Ymin5000post , '-og '); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado'
          }, 'Location', 'best ');
1234 ax=gca;
      exportgraphics(ax," Comparacion_Min_5000_Spv_" + num2str(PL) + ".pdf", '
          Resolution',300);
1236 hold off;

1238 figure ; plot(X,Ymin10000pre , '-vr ');
      hold on; grid on;
1240 title('Grafica de comparacion de valores minimos de Spv del Modelo
          1.10.1. ');
      xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.) ')
1242 ylabel('Potencia aparente en la instalacion fotovoltaica Spv (VA)')
      plot(X,Ymin10000post , '-og '); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado
          '}, 'Location', 'best ');
1244 ax=gca;
      exportgraphics(ax," Comparacion_Min_10000_Spv_" + num2str(PL) + ".pdf", '
          Resolution',300);
1246 hold off;

1248 figure ; plot(X,Ymin20000pre , '-vr ');
      hold on; grid on;
1250 title('Grafica de comparacion de valores minimos de Spv del Modelo
          1.20.1. ');
      xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.) ')
1252 ylabel('Potencia aparente en la instalacion fotovoltaica Spv (VA)')
      plot(X,Ymin20000post , '-og '); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado
          '}, 'Location', 'best ');
1254 ax=gca;
      exportgraphics(ax," Comparacion_Min_20000_Spv_" + num2str(PL) + ".pdf", '
          Resolution',300);
1256 hold off;

1258

1260 %Maximos

1262 figure ; plot(X,Ymax1000pre , '-^r ');
      hold on; grid on;
1264 title('Grafica de comparacion de valores maximos de Spv del Modelo
          1.1.1. ');
      xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.) ')
1266 ylabel('Potencia aparente en la instalacion fotovoltaica Spv (VA)')
      plot(X,Ymax1000post , '-og '); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado'
          }, 'Location', 'best ');
1268 ax=gca;

```



```

1310 Ymin1000post=ValoresPost1(:,17)';
Ymin1000pre=ValoresPre1(:,17)';

1312 Ymin5000post=ValoresPost5(:,17)';
Ymin5000pre=ValoresPre5(:,17)';

1314
1316 Ymin10000post=ValoresPost10(:,17)';
Ymin10000pre=ValoresPre10(:,17)';

1318 Ymin20000post=ValoresPost20(:,17)';
Ymin20000pre=ValoresPre20(:,17)';

1320

1322
1324 Ymax1000post=ValoresPost1(:,18)';
Ymax1000pre=ValoresPre1(:,18)';

1326 Ymax5000post=ValoresPost5(:,18)';
Ymax5000pre=ValoresPre5(:,18)';

1328
1330 Ymax10000post=ValoresPost10(:,18)';
Ymax10000pre=ValoresPre10(:,18)';

1332 Ymax20000post=ValoresPost20(:,18)';
Ymax20000pre=ValoresPre20(:,18)';

1334
1336 %Minimos

1338 figure; plot(X,Ymin1000pre,'-vr');
hold on; grid on;
title('Grafica de comparacion de valores minimos de SR del Modelo
1.1.1. ');
1340 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
ylabel('Potencia aparente de la red SR (VA)')
1342 plot(X,Ymin1000post,'-og'); legend({'Modelo limitado','Modelo mejorado'
}, 'Location','best');
ax=gca;
1344 exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_1000_SR_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
hold off;

1346
1348 figure; plot(X,Ymin5000pre,'-vr');
hold on; grid on;
title('Grafica de comparacion de valores minimos de SR del Modelo
1.5.1. ');
1350 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
ylabel('Potencia aparente de la red SR (VA)')
1352 plot(X,Ymin5000post,'-og'); legend({'Modelo limitado','Modelo mejorado'
}, 'Location','best');
ax=gca;
1354 exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_5000_SR_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
hold off;

```

```

1356 figure ; plot(X,Ymin10000pre , '-vr ');
1358 hold on; grid on;
title('Grafica de comparacion de valores minimos de SR del Modelo
1.10.1. ');
1360 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.) ')
ylabel('Potencia aparente de la red SR (VA) ')
1362 plot(X,Ymin10000post , '-og '); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado
'}, 'Location', 'best ');
ax=gca;
1364 exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_10000_SR_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
hold off;

1366 figure ; plot(X,Ymin20000pre , '-vr ');
1368 hold on; grid on;
title('Grafica de comparacion de valores minimos de SR del Modelo
1.20.1. ');
1370 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.) ')
ylabel('Potencia aparente de la red SR (VA) ')
1372 plot(X,Ymin20000post , '-og '); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado
'}, 'Location', 'best ');
ax=gca;
1374 exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_20000_SR_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
hold off;

1376

1378 %Maximos

1380 figure ; plot(X,Ymax1000pre , '-^r ');
hold on; grid on;
1382 title('Grafica de comparacion de valores maximos de SR del Modelo
1.1.1. ');
xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.) ')
1384 ylabel('Potencia aparente de la red SR (VA) ')
plot(X,Ymax1000post , '-og '); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado'
}, 'Location', 'best ');
1386 ax=gca;
exportgraphics(ax,"Comparacion_Max_1000_SR_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
1388 hold off;

1390 figure ; plot(X,Ymax5000pre , '-^r ');
hold on; grid on;
1392 title('Grafica de comparacion de valores maximos de SR del Modelo
1.5.1. ');
xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.) ')
1394 ylabel('Potencia aparente de la red SR (VA) ')
plot(X,Ymax5000post , '-og '); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado'
}, 'Location', 'best ');
1396 ax=gca;

```

```

exportgraphics(ax,"Comparacion_Max_5000_SR_" + num2str(PL) + ".pdf", '
    Resolution',300);
1398 hold off;

1400 figure; plot(X,Ymax10000pre, '-^r');
hold on; grid on;
1402 title('Grafica de comparacion de valores maximos de SR del Modelo
    1.10.1. ');
xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1404 ylabel('Potencia aparente de la red SR (VA)')
plot(X,Ymax10000post, '-og'); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado
    '}, 'Location', 'best');
1406 ax=gca;
exportgraphics(ax,"Comparacion_Max_10000_SR_" + num2str(PL) + ".pdf", '
    Resolution',300);
1408 hold off;

1410 figure; plot(X,Ymax20000pre, '-^r');
hold on; grid on;
1412 title('Grafica de comparacion de valores maximos de SR del Modelo
    1.20.1. ');
xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1414 ylabel('Potencia aparente de la red SR (VA)')
plot(X,Ymax20000post, '-og'); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado
    '}, 'Location', 'best');
1416 ax=gca;
exportgraphics(ax,"Comparacion_Max_20000_SR_" + num2str(PL) + ".pdf", '
    Resolution',300);
1418 hold off;

1420
clear Ymin1000pre Ymax1000pre Ymin5000pre Ymax5000pre Ymin10000pre
    Ymax10000pre Ymin20000pre Ymax20000pre Ymin1000post Ymax1000post
    Ymin5000post Ymax5000post Ymin10000post Ymax10000post Ymin20000post
    Ymax20000post
1422

1424 close all

1426
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Vpv(beta)
1428

1430 V0=X.*230;

1432 Ymin1000pre=ValoresPre1(:,1)'.*V0;
Ymax1000pre=ValoresPre1(:,2)'.*V0;
1434
Ymin5000pre=ValoresPre5(:,1)'.*V0;
1436 Ymax5000pre=ValoresPre5(:,2)'.*V0;

1438 Ymin10000pre=ValoresPre10(:,1)'.*V0;
Ymax10000pre=ValoresPre10(:,2)'.*V0;

```

```

1440 Ymin20000pre=ValoresPre20(:,1)'.*V0;
1442 Ymax20000pre=ValoresPre20(:,2)'.*V0;

1444 Ymin1000post=ValoresPost1(:,1)'.*V0;
1446 Ymax1000post=ValoresPost1(:,2)'.*V0;

1448 Ymin5000post=ValoresPost5(:,1)'.*V0;
1450 Ymax5000post=ValoresPost5(:,2)'.*V0;

1452 Ymin10000post=ValoresPost10(:,1)'.*V0;
1454 Ymax10000post=ValoresPost10(:,2)'.*V0;

1456 %Minimos
1458
1460 figure; plot(X,Ymin1000pre,'-vr');
1462 hold on; grid on;
1464 title('Grafica de comparacion de valores minimos de Vpv del Modelo
1.1.1. ');
1466 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1468 ylabel('Tension en la instalacion fotovoltaica Vpv (V)')
1470 plot(X,Ymin1000post,'-og'); legend({'Modelo limitado','Modelo mejorado'
}, 'Location','best');
1472 ax=gca;
1474 exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_1000_Vpv_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
1476 hold off;

1478 figure; plot(X,Ymin5000pre,'-vr');
1480 hold on; grid on;
1482 title('Grafica de comparacion de valores minimos de Vpv del Modelo
1.5.1. ');
1484 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1486 ylabel('Tension en la instalacion fotovoltaica Vpv (V)')
1488 plot(X,Ymin5000post,'-og'); legend({'Modelo limitado','Modelo mejorado'
}, 'Location','best');
1490 ax=gca;
1492 exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_5000_Vpv_" + num2str(PL) + ".pdf", '
Resolution',300);
1494 hold off;

1496 figure; plot(X,Ymin10000pre,'-vr');
1498 hold on; grid on;
1500 title('Grafica de comparacion de valores minimos de Vpv del Modelo
1.10.1. ');
1502 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1504 ylabel('Tension en la instalacion fotovoltaica Vpv (V)')
1506 plot(X,Ymin10000post,'-og'); legend({'Modelo limitado','Modelo mejorado'
}, 'Location','best');

```

```

ax=gca;
1486 exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_10000_Vpv_" + num2str(PL) + ".pdf", '
    Resolution',300);
hold off;
1488
figure; plot(X,Ymin20000pre, '-vr');
1490 hold on; grid on;
title('Grafica de comparacion de valores minimos de Vpv del Modelo
    1.20.1. ');
1492 xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
ylabel('Tension en la instalacion fotovoltaica Vpv (V)')
1494 plot(X,Ymin20000post, '-og'); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado'
    }, 'Location', 'best');
ax=gca;
1496 exportgraphics(ax,"Comparacion_Min_20000_Vpv_" + num2str(PL) + ".pdf", '
    Resolution',300);
hold off;
1498
1500 %Maximos
1502 figure; plot(X,Ymax1000pre, '-^r');
hold on; grid on;
1504 title('Grafica de comparacion de valores maximos de Vpv del Modelo
    1.1.1. ');
xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1506 ylabel('Tension en la instalacion fotovoltaica Vpv (V)')
plot(X,Ymax1000post, '-og'); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado'
    }, 'Location', 'best');
1508 ax=gca;
exportgraphics(ax,"Comparacion_Max_1000_Vpv_" + num2str(PL) + ".pdf", '
    Resolution',300);
1510 hold off;
1512 figure; plot(X,Ymax5000pre, '-^r');
hold on; grid on;
1514 title('Grafica de comparacion de valores maximos de Vpv del Modelo
    1.5.1. ');
xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1516 ylabel('Tension en la instalacion fotovoltaica Vpv (V)')
plot(X,Ymax5000post, '-og'); legend({'Modelo limitado', 'Modelo mejorado'
    }, 'Location', 'best');
1518 ax=gca;
exportgraphics(ax,"Comparacion_Max_5000_Vpv_" + num2str(PL) + ".pdf", '
    Resolution',300);
1520 hold off;
1522 figure; plot(X,Ymax10000pre, '-^r');
hold on; grid on;
1524 title('Grafica de comparacion de valores maximos de Vpv del Modelo
    1.10.1. ');
xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1526 ylabel('Tension en la instalacion fotovoltaica Vpv (V)')

```

```

plot(X,Ymax10000post,'-og'); legend({'Modelo limitado','Modelo mejorado
'},'Location','best');
1528 ax=gca;
exportgraphics(ax,"Comparacion_Max_10000_Vpv_" + num2str(PL) + ".pdf",'
Resolution',300);
1530 hold off;

1532 figure; plot(X,Ymax20000pre,'-^r');
hold on; grid on;
1534 title('Grafica de comparacion de valores maximos de Vpv del Modelo
1.20.1. ');
xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1536 ylabel('Tension en la instalacion fotovoltaica Vpv (V)')
plot(X,Ymax20000post,'-og'); legend({'Modelo limitado','Modelo mejorado
'},'Location','best');
1538 ax=gca;
exportgraphics(ax,"Comparacion_Max_20000_Vpv_" + num2str(PL) + ".pdf",'
Resolution',300);
1540 hold off;

1542 clear Ymin1000pre Ymax1000pre Ymin5000pre Ymax5000pre Ymin10000pre
Ymax10000pre Ymin20000pre Ymax20000pre Ymin1000post Ymax1000post
Ymin5000post Ymax5000post Ymin10000post Ymax10000post Ymin20000post
Ymax20000post

1544 close all
1546 end
end

```

### 5.1.18. Función “Graficas-por-modelo”

```

1000 %Graficas tipo bar (grafica de barras) para evaluacion sistema
previo y
%post
1002
%Se pide indicar la potencia de la instalacion
1004 PL=1;
disp('Seleccione el numero entero en funcion de la Potencia de la
vivienda')
1006 prompt = "1 - 5750 W 2 - 7360 W 3 - 9200 W 4 - 11500 W 5 - 14490
W PLmax = ";
PL = input(prompt);
1008
%Se pide indicar la potencia de la instalacion
1010 Ppv=2;
disp('Indique un numero entero en funcion de la Potencia instalada en
la instalacion fotovoltaica en kW')

```

```
1012 prompt = "Ppv (kW) = ";
1013 Ppv = input(prompt);
1014
1015 if PL==1
1016     load Datos1_5750_1000.mat Datos;
1017     ValoresPre1=Datos(:, :, 1);
1018     ValoresPost1=Datos(:, :, 4);
1019     clear Datos;
1020     load Datos1_5750_5000.mat Datos;
1021     ValoresPre5=Datos(:, :, 1);
1022     ValoresPost5=Datos(:, :, 4);
1023     clear Datos;
1024     load Datos1_5750_10000.mat Datos;
1025     ValoresPre10=Datos(:, :, 1);
1026     ValoresPost10=Datos(:, :, 4);
1027     clear Datos;
1028     load Datos1_5750_20000.mat
1029     ValoresPre20=Datos(:, :, 1);
1030     ValoresPost20=Datos(:, :, 4);
1031     clear Datos;
1032 end
1033
1034 if PL==3
1035     load Datos1_9200_5000.mat Datos;
1036     ValoresPre5=Datos(:, :, 1);
1037     ValoresPost5=Datos(:, :, 4);
1038     clear Datos;
1039     load Datos1_9200_10000.mat Datos;
1040     ValoresPre10=Datos(:, :, 1);
1041     ValoresPost10=Datos(:, :, 4);
1042     clear Datos;
1043     load Datos1_9200_20000.mat
1044     ValoresPre20=Datos(:, :, 1);
1045     ValoresPost20=Datos(:, :, 4);
1046     clear Datos;
1047 end
1048
1049 if PL==5
1050     load Datos1_14490_5000.mat Datos;
1051     ValoresPre5=Datos(:, :, 1);
1052     ValoresPost5=Datos(:, :, 4);
1053     clear Datos;
1054     load Datos1_14490_10000.mat Datos;
1055     ValoresPre10=Datos(:, :, 1);
1056     ValoresPost10=Datos(:, :, 4);
1057     clear Datos;
1058     load Datos1_14490_20000.mat
1059     ValoresPre20=Datos(:, :, 1);
1060     ValoresPost20=Datos(:, :, 4);
1061     clear Datos;
1062 end
1063
1064 X=[0.93:0.01:1.07];
```

```

fdp=0.95;
1066 VR=X.*230;
VR=VR';
1068
%Se realizaran tantas graficas como magnitudes (P, V e I)
1070
if Ppv==1
1072     %Modelo 1.1.1
     %Potencias Ppv PL PR
1074     %Maximos
     YbarPpremax=[ValoresPre1(:,14) ValoresPre1(:,10) ValoresPre1(:,18)
] .* fdp;
1076     YbarPpostmax=[ValoresPost1(:,14) ValoresPost1(:,10) ValoresPost1
(:,18)] .* fdp;

1078     %Minimos
     YbarPpremin=[ValoresPre1(:,13) ValoresPre1(:,9) ValoresPre1(:,17)
] .* fdp;
1080     YbarPpostmin=[ValoresPost1(:,13) ValoresPost1(:,9) ValoresPost1
(:,17)] .* fdp;

1082     %Tensiones Vpv VL VR
     %Maximos
1084     YbarVpremax=[ValoresPre1(:,2).*VR ValoresPre1(:,6) VR];
     YbarVpostmax=[ValoresPost1(:,2).*VR ValoresPost1(:,6) VR];
1086

     %Minimos
1088     YbarVpremin=[ValoresPre1(:,1).*VR ValoresPre1(:,5) VR];
     YbarVpostmin=[ValoresPost1(:,1).*VR ValoresPost1(:,5) VR];
1090     %Intensidades Ipv IL IR
     %Maximos
1092     YbarIpremax=[abs(ValoresPre1(:,12)) ValoresPre1(:,8) ValoresPre1
(:,16)];
     YbarIpostmax=[abs(ValoresPost1(:,12)) ValoresPost1(:,8)
ValoresPost1(:,16)];
1094     %Minimos

1096     YbarIpremin=[abs(ValoresPre1(:,11)) ValoresPre1(:,7) ValoresPre1
(:,15)];
     YbarIpostmin=[abs(ValoresPost1(:,11)) ValoresPost1(:,7)
ValoresPost1(:,15)];
1098
end
1100
if Ppv==5
1102     %Modelo 1.5.1

1104     %Potencias Ppv PL PR
     %Maximos
1106     YbarPpremax=[ValoresPre5(:,14) ValoresPre5(:,10) ValoresPre5(:,18)
] .* fdp;
     YbarPpostmax=[ValoresPost5(:,14) ValoresPost5(:,10) ValoresPost5
(:,18)] .* fdp;

```

```

1108     %Minimos
1110     YbarPpremin=[ValoresPre5(:,13) ValoresPre5(:,9) ValoresPre5(:,17)
] .* fdp;
     YbarPpostmin=[ValoresPost5(:,13) ValoresPost5(:,9) ValoresPost5
(:,17)] .* fdp;
1112
     %Tensiones Vpv VL VR
1114     %Maximos
     YbarVpremax=[ValoresPre5(:,2) .*VR ValoresPre5(:,6) VR];
1116     YbarVpostmax=[ValoresPost5(:,2) .*VR ValoresPost5(:,6) VR];

     %Minimos
1118     YbarVpremin=[ValoresPre5(:,1) .*VR ValoresPre5(:,5) VR];
1120     YbarVpostmin=[ValoresPost5(:,1) .*VR ValoresPost5(:,5) VR];
     %Intensidades Ipv IL IR
1122     %Maximos
     YbarIpremax=[abs(ValoresPre5(:,12)) ValoresPre5(:,8) ValoresPre5
(:,16)];
1124     YbarIpostmax=[abs(ValoresPost5(:,12)) ValoresPost5(:,8)
ValoresPost5(:,16)];
     %Minimos
1126
     YbarIpremin=[abs(ValoresPre5(:,11)) ValoresPre5(:,7) ValoresPre5
(:,15)];
1128     YbarIpostmin=[abs(ValoresPost5(:,11)) ValoresPost5(:,7)
ValoresPost5(:,15)];
end
1130
if Ppv==10
1132 %Modelo 1.10.1

     %Potencias Ppv PL PR
     %Maximos
1136     YbarPpremax=[ValoresPre10(:,14) ValoresPre10(:,10) ValoresPre10
(:,18)] .* fdp;
     YbarPpostmax=[ValoresPost10(:,14) ValoresPost10(:,10) ValoresPost10
(:,18)] .* fdp;
1138

     %Minimos
1140     YbarPpremin=[ValoresPre10(:,13) ValoresPre10(:,9) ValoresPre10
(:,17)] .* fdp;
     YbarPpostmin=[ValoresPost10(:,13) ValoresPost10(:,9) ValoresPost10
(:,17)] .* fdp;
1142

     %Tensiones Vpv VL VR
1144     %Maximos
     YbarVpremax=[ValoresPre10(:,2) .*VR ValoresPre10(:,6) VR];
1146     YbarVpostmax=[ValoresPost10(:,2) .*VR ValoresPost10(:,6) VR];

     %Minimos
1148     YbarVpremin=[ValoresPre10(:,1) .*VR ValoresPre10(:,5) VR];
1150     YbarVpostmin=[ValoresPost10(:,1) .*VR ValoresPost10(:,5) VR];

```

```

1152 %Intensidades Ipv IL IR
1153 %Maximos
1154 YbarIpremax=[abs(ValoresPre10(:,12)) ValoresPre10(:,8) ValoresPre10
1155 (:,16)];
1156 YbarIpostmax=[abs(ValoresPost10(:,12)) ValoresPost10(:,8)
1157 ValoresPost10(:,16)];
1158 %Minimos
1159
1160 YbarIpremin=[abs(ValoresPre10(:,11)) ValoresPre10(:,7) ValoresPre10
1161 (:,15)];
1162 YbarIpostmin=[abs(ValoresPost10(:,11)) ValoresPost10(:,7)
1163 ValoresPost10(:,15)];
1164 end
1165 if Ppv==20
1166 %Modelo 1.20.1
1167
1168 %Potencias Ppv PL PR
1169 %Maximos
1170 YbarPpremax=[ValoresPre20(:,14) ValoresPre20(:,10) ValoresPre20
1171 (:,18)].* fdp;
1172 YbarPpostmax=[ValoresPost20(:,14) ValoresPost20(:,10) ValoresPost20
1173 (:,18)].* fdp;
1174
1175 %Minimos
1176 YbarPpremin=[ValoresPre20(:,13) ValoresPre20(:,9) ValoresPre20
1177 (:,17)].* fdp;
1178 YbarPpostmin=[ValoresPost20(:,13) ValoresPost20(:,9) ValoresPost20
1179 (:,17)].* fdp;
1180
1181 %Tensiones Vpv VL VR
1182 %Maximos
1183 YbarVpremax=[ValoresPre20(:,2).*VR ValoresPre20(:,6) VR];
1184 YbarVpostmax=[ValoresPost20(:,2).*VR ValoresPost20(:,6) VR];
1185
1186 %Minimos
1187 YbarVpremin=[ValoresPre20(:,1).*VR ValoresPre20(:,5) VR];
1188 YbarVpostmin=[ValoresPost20(:,1).*VR ValoresPost20(:,5) VR];
1189 %Intensidades Ipv IL IR
1190 %Maximos
1191 YbarIpremax=[abs(ValoresPre20(:,12)) ValoresPre20(:,8) ValoresPre20
1192 (:,16)];
1193 YbarIpostmax=[abs(ValoresPost20(:,12)) ValoresPost20(:,8)
1194 ValoresPost20(:,16)];
1195 %Minimos
1196
1197 YbarIpremin=[abs(ValoresPre20(:,11)) ValoresPre20(:,7) ValoresPre20
1198 (:,15)];
1199 YbarIpostmin=[abs(ValoresPost20(:,11)) ValoresPost20(:,7)
1200 ValoresPost20(:,15)];
1201 end

```

```

1192 %Graficas comunes, se debe reemplazar el modelo en el titulo y en el
      guardado
1194 %Previo
1196     figure; bar(X,YbarPpremax)
      hold on; grid on;
1198     title('Potencias maximas del Modelo 1.20.1. sistema previo');
      xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1200     ylabel('Potencia activa (W)')
      legend({'Instalacion fotovoltaica Ppv','Vivienda PL','Red PR'},
1202           'Location','best');
      ax=gca;
      exportgraphics(ax,"Potencias_maximas_1.20.1._previo.pdf",'
1204           Resolution',300);
      hold off;
1206     figure; bar(X,YbarPpremin)
      hold on; grid on;
1208     title('Potencias minimas del Modelo 1.20.1. sistema previo');
      xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1210     ylabel('Potencia activa (W)')
      legend({'Instalacion fotovoltaica Ppv','Vivienda PL','Red PR'},
1212           'Location','best');
      ax=gca;
      exportgraphics(ax,"Potencias_minimas_1.20.1._previo.pdf",'
1214           Resolution',300);
      hold off;
1216     figure; bar(X,YbarVpremax)
      hold on; grid on;
1218     title('Tensiones maximas del Modelo 1.20.1. sistema previo');
      xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1220     ylabel('Tension (V)')
      legend({'Instalacion fotovoltaica Vpv','Vivienda VL','Red VR'},
1222           'Location','best');
      ax=gca;
      exportgraphics(ax,"Tensiones_maximas_1.20.1._previo.pdf",'
1224           Resolution',300);
      hold off;
1226     figure; bar(X,YbarVpremin)
      hold on; grid on;
1228     title('Tensiones minimas del Modelo 1.20.1. sistema previo');
      xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1230     ylabel('Tension (V)')
      legend({'Instalacion fotovoltaica Vpv','Vivienda VL','Red VR'},
1232           'Location','best');
      ax=gca;
      exportgraphics(ax,"Tensiones_minimas_1.20.1._previo.pdf",'
1234           Resolution',300);
      hold off;

```

```

1236     figure ; bar(X,YbarIpremax)
1238     hold on; grid on;
1238     title('Intensidades maximas del Modelo 1.20.1. sistema previo')
;
1240     xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1240     ylabel('Intensidad (A)')
1240     legend({'Instalacion fotovoltaica Ipv','Vivienda IL','Red IR'},
'Location','best');
1242     ax=gca;
1242     exportgraphics(ax,"Intensidades_maximas_1.20.1._previo.pdf",'
Resolution',300);
1244     hold off;

1246     figure ; bar(X,YbarIpremin)
1246     hold on; grid on;
1248     title('Intensidades minimas del Modelo 1.20.1. sistema previo')
;
1250     xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1250     ylabel('Intensidad (A)')
1250     legend({'Instalacion fotovoltaica Ipv','Vivienda IL','Red IR'},
'Location','best');
1252     ax=gca;
1252     exportgraphics(ax,"Intensidades_minimas_1.20.1._previo.pdf",'
Resolution',300);
1254     hold off;

1256 %Posterior

1258     figure ; bar(X,YbarPpostmax)
1258     hold on; grid on;
1260     title('Potencias maximas del Modelo 1.20.1. sistema posterior')
;
1262     xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1262     ylabel('Potencia activa (W)')
1262     legend({'Instalacion fotovoltaica Ppv','Vivienda PL','Red PR'},
'Location','best');
1264     ax=gca;
1264     exportgraphics(ax,"Potencias_maximas_1.20.1._posterior.pdf",'
Resolution',300);
1266     hold off;

1268     figure ; bar(X,YbarPpostmin)
1268     hold on; grid on;
1270     title('Potencias minimas del Modelo 1.20.1. sistema posterior')
;
1272     xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1272     ylabel('Potencia activa (W)')
1272     legend({'Instalacion fotovoltaica Ppv','Vivienda PL','Red PR'},
'Location','best');
1274     ax=gca;
1274     exportgraphics(ax,"Potencias_minimas_1.20.1._posterior.pdf",'
Resolution',300);
1276     hold off;

```

```

1278     figure ; bar(X,YbarVpostmax)
1280     hold on; grid on;
1281     title('Tensiones maximas del Modelo 1.20.1. sistema posterior')
1282     ;
1283     xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1284     ylabel('Tension (V)')
1285     legend({'Instalacion fotovoltaica Vpv','Vivienda VL','Red VR'},
1286     'Location','best');
1287     ax=gca;
1288     exportgraphics(ax,"Tensiones_maximas_1.20.1._posterior.pdf",
1289     'Resolution',300);
1290     hold off;

1291     figure ; bar(X,YbarVpostmin)
1292     hold on; grid on;
1293     title('Tensiones minimas del Modelo 1.20.1. sistema posterior')
1294     ;
1295     xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1296     ylabel('Tension (V)')
1297     legend({'Instalacion fotovoltaica Vpv','Vivienda VL','Red VR'},
1298     'Location','best');
1299     ax=gca;
1300     exportgraphics(ax,"Tensiones_minimas_1.20.1._posterior.pdf",
1301     'Resolution',300);
1302     hold off;

1303     figure ; bar(X,YbarIpostmax)
1304     hold on; grid on;
1305     title('Intensidades maximas del Modelo 1.20.1. sistema
1306     posterior');
1307     xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1308     ylabel('Intensidad (A)')
1309     legend({'Instalacion fotovoltaica Ipv','Vivienda IL','Red IR'},
1310     'Location','best');
1311     ax=gca;
1312     exportgraphics(ax,"Intensidades_maximas_1.20.1._posterior.pdf",
1313     'Resolution',300);
1314     hold off;

1315     figure ; bar(X,YbarIpostmin)
1316     hold on; grid on;
1317     title('Intensidades minimas del Modelo 1.20.1. sistema
1318     posterior');
1319     xlabel('Nivel de tension de la red VR (p.u.)')
1320     ylabel('Intensidad (A)')
1321     legend({'Instalacion fotovoltaica Ipv','Vivienda IL','Red IR'},
1322     'Location','best');
1323     ax=gca;
1324     exportgraphics(ax,"Intensidades_minimas_1.20.1._posterior.pdf",
1325     'Resolution',300);
1326     hold off;

```

### 5.1.19. Función “gauss”

```

1000     %Modelado de la tension de la red por gauss
1002 %Se aplica la distribucion normal a los niveles de tension de la red
1004 % Parametros de la distribucion normal
mu = 230; % Media
1006 sigmaporcentual=[0.5, 1, 2];
sigma= sigmaporcentual.*mu/100; % Diferentes valores de desviacion
    estandar
1008
1009 % Valores x para la grafica
1010 x = linspace(230*0.93,230*1.07,15); % Rango de valores para x
1012 Probabilidades=zeros(3,15);
1014 % Grafica de campanas de Gauss con diferentes desviaciones estandar
figure;
1016 hold on;
1018 for i = 1:3
    y = exp(-(x - mu).^2 / (2 * sigma(i)^2)) / (sigma(i) * sqrt(2 * pi)
    );
1020     Probabilidades(i,:)=y;
    plot(x, y, 'LineWidth', 2);
1022 end
1024
1025 title('Tension de la red con Varias Desviaciones Tipicas');
1026 xlabel('Tension de la red (V).');
1027 ylabel('Densidad de Probabilidad');
1028 legend('Desviacion Tipica de 0.5 %', 'Desviacion Tipica de 1 %', '
    Desviacion Tipica de 1.5 %');
grid on;
1030 hold off;

```

### 5.1.20. Función “radiacion”

```

1000     %Curva radiacion en la estacion de malaga Media anual

```

```

1002 Rad=[
      0
1004 0
      0
1006 0
      0
1008 0
      1.383333333
1010 34.96666667
      187.2666667
1012 368.5083333
      545.425
1014 688.175
      773.0083333
1016 779.0166667
      710.85
1018 578.375
      408.5666667
1020 232.0416667
      106.6833333
1022 21.06363636
      1.383333333
1024 0
      0
1026 0];

1028 %Grafica
      figure ; plot (1:24 ,Rad')
1030 hold on; grid on;
      title('Curva de radiacion solar incidente')
1032 xlabel('Horas del dia (U.T.C.)')
      ylabel('Radiacion solar global sobre superficie inclinada (Wh/m^2)')

```

### 5.1.21. Función “demandavivienda”

```

1000 %Obtencion de curva de demanda de una vivienda basada en los datos
      del mercado nacional

1002 load DemandaDatos.mat % Datos de demanda de viviendas reales

1004 %Se realiza la media horaria de todos los casos
      MinLP=min(LP);
1006 Dias=MinLP/24;
      Horas = [1:1:24];
1008 Demandas=zeros(24, size(LP,1));
      ind=0;
1010 for k=1:size(LP,1)
      for j=1:size(Horas,2)

```

```

1012         for i=1:MinLP
1013             if D(i,2*k+ind)==Horas(j)
1014                 Demandas(j,k)=Demandas(j,1)+D(i,3*k);
1015             end
1016         end
1017     end
1018     ind=ind+1;
1019 end
1020 Demandas=Demandas./Dias;
1021
1022 %Con el fin de identificar cada caso se suman las medias horarias.
1023 clear k
1024 for k=1:size(LP,1)
1025     Viviendas(k)=sum(Demandas(:,k));
1026 end
1027
1028 %Se extrae la mayor
1029 [demandasumada1, col1]=max(Viviendas);
1030
1031 DemandaVivienda1=Demandas(:,col1);
1032
1033 %Graficas
1034 figure; plot(1:24, DemandaVivienda1)
1035 hold on; grid on;
1036 title('Curva de demanda de la vivienda')
1037 xlabel('Horas del dia')
1038 ylabel('Potencia demandada (W)')

```

### 5.1.22. Función “mediapvpc”

```

1000     load precioexcedentes.mat
1001
1002 %Se crea un vector con todas las horas del año
1003
1004 Horas=[1:1:24]';
1005 horasanual=Horas;
1006
1007 for i=1:364
1008     horasanual=[horasanual; Horas];
1009 end
1010
1011 %Se anade a los precios para referenciarlos
1012
1013 Preciopvpc=[Preciopvpc horasanual];
1014 Mediaprecios=zeros(24,1);
1015
1016

```

```

1018 clear i
1020 for j=1:size(Horas,1)
1022     for i=1:size(Preciopvpc,1)
1024         if Preciopvpc(i,2)==Horas(j)
1026             Mediaprecios(j)=Mediaprecios(j)+Preciopvpc(i,1);
1028         end
1030     end
1032 end
1034 Mediaprecios=Mediaprecios./365;

%Graficas
figure; plot(1:24,Mediaprecios)
hold on; grid on;
title('Curva de precios PVPC media anual')
xlabel('Horas del dia')
ylabel('Precio de venta')

```

### 5.1.23. Función “Ganancias”

```

1000 %Calculos economicos
1002 Rad=[0 0 0 0 0 0 1.38333333300000 34.9666666700000 187.266666700000
368.508333300000 545.425000000000 688.175000000000
773.008333300000 779.016666700000 710.850000000000
578.375000000000 408.566666700000 232.041666700000
106.683333300000 21.0636363600000 1.38333333300000 0 0 0];
load ProbabilidadesVR.mat
1004 PVPC=[0.168189342465753 0.158234328767123 0.152382383561644
0.149504164383562 0.151200027397260 0.160271369863014
0.174318821917808 0.183053890410959 0.179653260273973
0.168927835616438 0.158495452054794 0.153439315068493
0.150550520547945 0.145140794520548 0.140347260273973
0.139086082191781 0.146319561643836 0.162637397260274
0.185312438356164 0.206924219178082 0.212728630136986
0.201275616438356 0.184005726027397 0.176436520547945];
1006 DemandaViv=[648.617647058824 444.111111111111 318.264705882353
267.307189542484 257.205882352941 258.094771241830
348.728758169935 338.944444444444 386.803921568627
514.349673202614 610.075163398693 752.470588235294
829.754901960784 1008.76797385621 1436.68627450980
1888.61437908497 894.647058823529 703.820261437909
684.294117647059 745.477124183007 843.771241830065
1037.29411764706 1039.29738562092 856.633986928105];
fracciondePpv=Rad./1000; %Fraccion de potencia generada en la
instalacion fotovoltaica respecto a la maxima (Radteorica=1000W/m
^2)

```

```

1008 %load Inyeccion1.20.1.mat
1010 Ppvmax=20000; %En W
1012 Vlim=8; %Posicion del primer nivel de tension que mejora (nominal)
1014 %Ordenado de datos
1016 for i=Vlim:15 %Tension nominal y mayor
1018     RangosInyeccion=datos_celda{1,i}; %Extraccion rangos de Spv y SL
1019     InyeccionMax=datos_celda{2,i}; %Inyeccion maxima sistema
1020     RangosInyeccion(:,10)=abs(RangosInyeccion(:,10)-InyeccionMax); %
1021     Inyeccion extra
1022     for j=1:size(RangosInyeccion,1)-1
1023         VR=1+0.01*(i-Vlim);
1024         rangosmagnitudes(j,1)=RangosInyeccion(j,1)*230*VR; %Tension
1025         de la instalacion fotovoltaica
1026         rangosmagnitudes(j,2:3)=[RangosInyeccion(j,6) RangosInyeccion(j
1027 +1,6)].*0.95; %Rango PL
1028         rangosmagnitudes(j,4:5)=[RangosInyeccion(j,8) RangosInyeccion(j
1029 +1,8)].*0.95; %Rango Ppv
1030         rangosmagnitudes(j,6)=RangosInyeccion(j,10).*0.95; %
1031         Inyeccion extra
1032         j=j+1;
1033     end
1034     ind=1;
1035     for k=1:size(RangosInyeccion,1)
1036         if mod(k, 2) ~= 0
1037             RangosMagnitud(ind,:)=rangosmagnitudes(k,:);
1038             ind=ind+1;
1039         end
1040     end
1041     nombre=sprintf('VR_1.0%d',(i-Vlim));
1042     datos.(nombre)= RangosMagnitud; %Se guardan los datos en una
1043     estructura de datos
1044 end
1045 %Se pasa la informacion de la estructura a una celda de datos
1046 Rango=cell(3, 16-Vlim);
1047 if Vlim==8
1048     %1.20.1.
1049     Rango{1,1}=datos.VR_1.00;
1050     Rango{1,2}=datos.VR_1.01;
1051     Rango{1,3}=datos.VR_1.02;
1052     Rango{1,4}=datos.VR_1.03;

```

```

1054 Rango{1,5}=datos.VR_1_04;
Rango{1,6}=datos.VR_1_05;
1056 Rango{1,7}=datos.VR_1_06;
Rango{1,8}=datos.VR_1_07;
1058 end
if Vlim==12
1060 %1.10.1.
Rango{1,1}=datos.VR_1_00;
1062 Rango{1,2}=datos.VR_1_01;
Rango{1,3}=datos.VR_1_02;
1064 Rango{1,4}=datos.VR_1_03;
end
1066 if Vlim==14
%1.5.1.
1068 Rango{1,1}=datos.VR_1_00;
Rango{1,2}=datos.VR_1_01;
1070 end
1072 %Se comprueba que la radiacion solar es suficiente para alcanzar cierta
Ppv y
1074 %que la demanda se encuentra dentro de los limites
for R=1:(16-Vlim)
1076
Rangoaux=Rango{1,R};
1078 FiltroRad=zeros(1,24);
FiltroViv=zeros(1,24);
1080
for j=1:size(Rangoaux,1) %Filtros binarios
1082 for i=1:24
if fracciondePpv(i)*Ppvmax>=Rangoaux(j,5) %&& fracciondePpv
(i)*20000<Rangoaux(j,4)
1084 FiltroRad(i)=1;
end
1086 if DemandaViv(i)>=Rangoaux(j,3) && DemandaViv(i)<=Rangoaux(
j,2)
FiltroViv(i)=1;
1088 end
end
1090 SenalFiltro(j,:)=FiltroRad+FiltroViv; %Si se sueran los
filtros resultado 2 (1+1)
end
1092
Rango{2,R}=SenalFiltro;
1094
end
1096 %Las situaciones que superan ambos filtros , se extrae el numero de
horas
1098 %que se inyecta potencia mayor a la previa (kWh) y se suma la ganancia
1100 for R=1:(16-Vlim)
Ganancia(R)=0;

```

```
1102     Rangoaux=Rango{1,R};
1103     SenalFiltroaux=Rango{2,R};
1104     for j=1:size(Rangoaux,1)    %Filtros binarios
1105         for i=1:24
1106             if SenalFiltroaux(j,i)==2
1107                 Ganancia(R)=Ganancia(R)+Rangoaux(j,6)*PVPC(i)/1000;
1108             end
1109         end
1110     end
1111
1112     Rango{3,R}=Ganancia(R);
1113
1114 end
1115
1116 %Por ultimo se aplica las probabilidades de VR
1117 GananciasVR=[Rango{3,:}];
1118
1119 GananciaTotal0_5=sum(GananciasVR*Probabilidades(1,Vlim:15)');
1120 GananciaTotal1=sum(GananciasVR*Probabilidades(2,Vlim:15)');
1121 GananciaTotal1_5=sum(GananciasVR*Probabilidades(3,Vlim:15)');
1122
1123 GananciaAnual=[GananciaTotal0_5;GananciaTotal1;GananciaTotal1_5]*365
```

# Bibliografía

- [1] IEA, “Approximately 100 million households rely on rooftop solar PV by 2030.” <https://www.iea.org/reports/approximately-100-million-households-rely-on-rooftop-solar-pv-by-2030>, 2022.
- [2] Abby Gruen (The Star-Ledger), “Solar panels invented in N.J. 55 years ago,” *NJ.com*, 2010. Consultado en 2023-11. Disponible en [https://www.nj.com/business/2010/10/solar\\_panels.html](https://www.nj.com/business/2010/10/solar_panels.html), 2010.
- [3] P. Varnoteaux, “65 years ago, Vanguard 1, the second American artificial satellite,” *Air and Cosmos - International*, 2023.
- [4] M. Roser, “Why did renewables become so cheap so fast?,” *Our World in Data*, 2020. <https://ourworldindata.org/cheap-renewables-growth>.
- [5] Iberdrola, “Células fotovoltaicas: conoce su evolución, sus diferentes tipos y las últimas innovaciones.” Consultado en 2023-11. Disponible en <https://www.iberdrola.com/innovacion/celulas-fotovoltaicas-fotoelectronica>, 2023.
- [6] B. L. Smith, M. Woodhouse, K. A. W. Horowitz, T. J. Silverman, J. Zuboy, and R. M. Margolis, “Photovoltaic (pv) module technologies: 2020 benchmark costs and technology evolution framework results,” 11 2021.
- [7] A. Ribas, “Convertidores CC-CA: inversores de onda cuadrada.” Consultado en 2023-11. Disponible en <https://www.uv.es/emaset/iep00/descargas/INVERSORES%20SQW.pdf>, 2012.
- [8] Gobierno de España, “Real decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.” *Boletín Oficial del Estado*, 2022.
- [9] Ministerio de Ciencia y Tecnología, “Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC,” *Boletín Oficial del Estado (BOE)*, 2023.

- [10] L. Torres, “El tamaño de hogar medio en España se reduce a 2.5 personas,” *El economista*, 2020.
- [11] Instituto Nacional de Estadística, “Número de viviendas principales según tipo de edificación y régimen de tenencia.” Consultado en 2023-11. Disponible en <https://www.ine.es/jaxi/Datos.htm?path=/t20/p274/serie/def/p07/10/&file=01002.px>, 2020.
- [12] H.-S. College, “Normal distribution empirical rule.” Consultado en 2023-11. Disponible en <https://people.hsc.edu/faculty-staff/blins/StatsExamples/NormalDistributionEmpiricalRule.pdf>.
- [13] Agencia Andaluza de la Energía, “Mapa de Radiación Solar.” Consultado en 2023-10. Disponible en <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>.
- [14] Red Eléctrica de España, “Sistema de Información del Operador del Sistema. Mercados y Precios.” Consultado en 2023-11. Disponible en <https://www.esios.ree.es/es>.