

Proyecto Energía 3.0

## **Desarrollo escenarios de transición para el año 2030**

Xavier García Casals

9/2/2014

# Índice

---

		Página
<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Resultados</b>	<b>2</b>
2.1	Estructura de la demanda de energía	2
2.2	Estructura del mix de generación eléctrica	5
<b>3</b>	<b>Documentación</b>	<b>8</b>
3.1	Estructura de la demanda	8
3.2	Tratamiento de la generación renovable distribuida	8
3.3	Generación fotovoltaica en régimen de autoconsumo	8
3.4	Estructura de los mix de generación eléctrica	11
3.5	Cobertura de la demanda del Sistema eléctrico	12

# 1 Introducción

El objetivo de este trabajo es desarrollar escenarios energéticos para el año 2030 siguiendo las distintas trayectorias de transición, internamente compatibles con los resultados del estudio *Energía 3.0*.

En el estudio *Energía 3.0* se analizó el potencial del despliegue de eficiencia, inteligencia y renovables en el sistema energético de la España peninsular. Para ello se desarrollaron detallados escenarios tendenciales (BAU) y eficientes (E3.0) en los dos puntos extremos del intervalo de tiempo considerado (años 2007 y 2050).

Para evaluar las implicaciones de la transición energética desde el contexto BAU al contexto E3.0, en el estudio *Energía 3.0* se introdujeron tres trayectorias de transición en base a las cuales se analizaron las implicaciones de distintas tasas de transición sobre la evolución de la demanda, las emisiones y los costes del sistema energético. La Figura 1 recoge las trayectorias de transición consideradas en el estudio *Energía 3.0*. Cada una de las trayectorias de transición expresa en función del tiempo el porcentaje del sistema energético que ha completado la transición. En base a estas trayectorias de transición y a la evolución de los contextos BAU y E3.0 a lo largo del tiempo (también evolucionan), en el estudio *Energía 3.0* se derivaban conclusiones sobre los principales indicadores del sistema energético a lo largo del periodo de tiempo considerado.

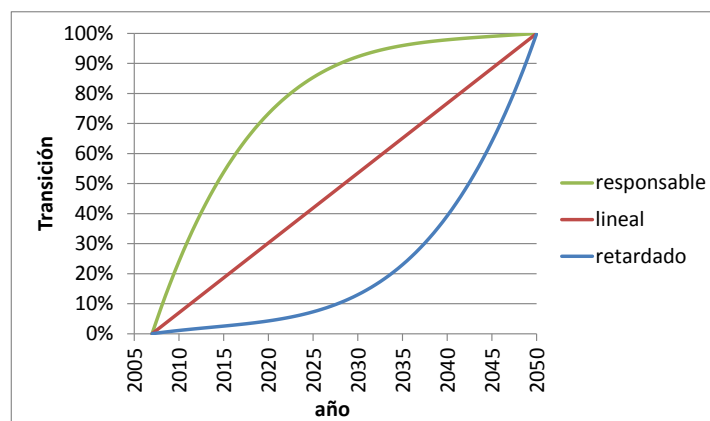


Figura 1: Trayectorias de transición desde el contexto BAU al contexto E3.0 introducidas en el estudio *Energía 3.0*. Cada trayectoria de transición expresa en función del tiempo el porcentaje del sistema energético que ha completado la transición.

Sin embargo, en el estudio *Energía 3.0* tan solo se presentaba la caracterización detallada de los contextos BAU y E3.0 en el año 2050. Ahora resulta interesante disponer de una caracterización de tallada de estos dos contextos, y especialmente de las distintas trayectorias de transición en el año 2030. Para desarrollar esta caracterización de forma coherente con los resultados del estudio *Energía 3.0*, hemos procedido a extraer la información y escenarios que se emplearon en *Energía 3.0* y complementarlos de forma adecuada para caracterizar la situación en el año 2030 con el detalle requerido.

En el siguiente punto presentamos los resultados de este proceso, y cerramos el informe con un último apartado donde se realizan algunas notas relacionadas con el proceso seguido de cara a proporcionar el contexto en el que se han desarrollado los escenarios para el año 2030.

## 2 Resultados

En este punto presentamos los resultados de este estudio, separándolos entre la estructura de la demanda de energía final, y la estructura de los correspondientes sistemas de generación eléctrica.

### 2.1 Estructura de la demanda de energía

Las Tabla 1 y Tabla 2 recogen la estructura de la demanda de energía final en el año 2030 para el conjunto del sistema energético. La Tabla 1 es para el caso de no incluir los ‘usos no energéticos’, mientras que la Tabla 2 incorpora dichos ‘usos no energéticos’. Cada una de las dos tablas presenta los resultados para los dos contextos extremos (BAU y E3.0), y para las tres trayectorias de transición. Las Figura 2 y Figura 3 proporcionan una representación gráfica de estos resultados.

Demanda energía final total <u>sin</u> 'usos no energéticos': TWh/a					
	BAU 2030	T. retardado	T. lineal	T. responsable	E3.0 2030
combustibles fósiles	1274.22	1108.71	592.66	98.56	0.00
electricidad	570.62	536.60	430.52	328.96	308.70
biomasa directa	47.18	50.32	60.09	69.46	71.32
biocombustibles	12.48	15.72	25.82	35.49	37.42
hidrógeno	0.00	20.66	85.06	146.72	159.02
solar térmica	6.86	9.89	19.31	28.34	30.14
<b>total</b>	<b>1911.36</b>	<b>1741.88</b>	<b>1213.47</b>	<b>707.53</b>	<b>606.61</b>

Tabla 1: Estructura de la demanda de energía final en TWh/a para el conjunto del sistema energético, sin considerar los ‘usos no energéticos’, para el año 2030 en los dos contextos extremos (BAU y E3.0), así como en los tres contextos de transición.

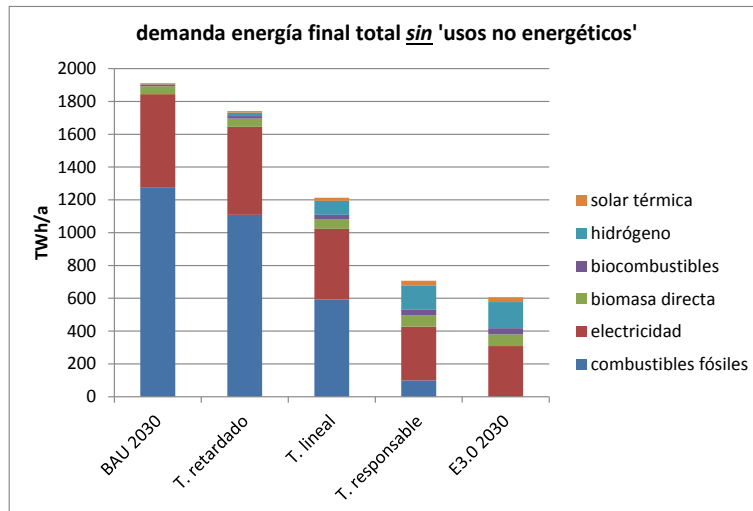


Figura 2: Estructura de la demanda de energía final en TWh/a para el conjunto del sistema energético, sin considerar los ‘usos no energéticos’, para el año 2030 en los dos contextos extremos (BAU y E3.0), así como en los tres contextos de transición.

Demanda energía final total <u>con</u> 'usos no energéticos': TWh/a					
	BAU 2030	T. retardado	T. lineal	T. responsable	E3.0 2030
combustibles fósiles	1352.70	1177.00	629.16	104.63	0.00
electricidad	570.62	536.60	430.52	328.96	308.70
biomasa directa	47.18	50.32	60.09	69.46	71.32
biocombustibles	12.48	24.25	60.96	96.11	103.13
hidrógeno	0.00	20.66	85.06	146.72	159.02
solar térmica	6.86	9.89	19.31	28.34	30.14
<b>total</b>	<b>1989.84</b>	<b>1818.71</b>	<b>1285.12</b>	<b>774.23</b>	<b>672.31</b>

Tabla 2: Estructura de la demanda de energía final en TWh/a para el conjunto del sistema energético, considerando los ‘usos no energéticos’, para el año 2030 en los dos contextos extremos (BAU y E3.0), así como en los tres contextos de transición.

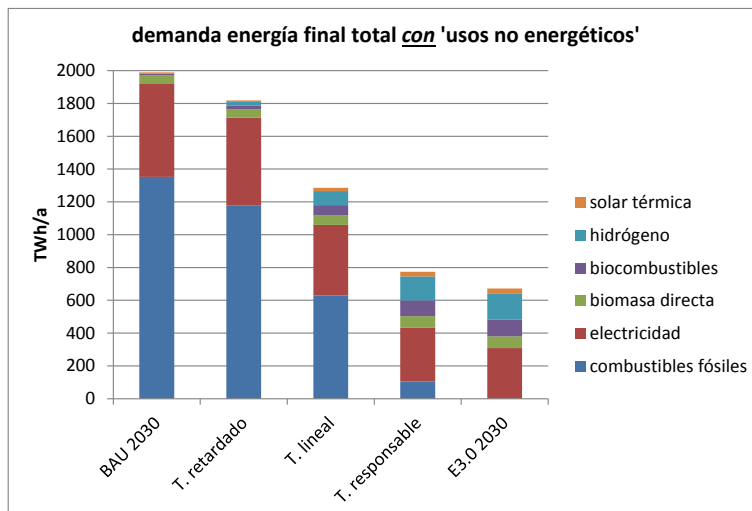


Figura 3: Estructura de la demanda de energía final en TWh/a para el conjunto del sistema energético, considerando los ‘usos no energéticos’, para el año 2030 en los dos contextos extremos (BAU y E3.0), así como en los tres contextos de transición.

Uno de los requerimientos de este estudio era diferenciar explícitamente el subsector edificación residencial. La Tabla 3 y Figura 4 recogen la estructura de la demanda energética del subsector edificación residencial, para los contextos extremos (BAU y E3.0) y las tres trayectorias de transición en el año 2030.

Demanda energía final edificación residencial: TWh/a					
	BAU 2030	T. retardado	T. lineal	T. responsable	E3.0 2030
combustibles fósiles	151.04	131.42	70.25	11.68	0.00
electricidad	255.96	230.29	150.25	73.61	58.32
biomasa directa	20.16	17.54	9.38	1.56	0.00
biocombustibles	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
hidrógeno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
solar térmica	5.61	5.88	6.72	7.52	7.68
<b>total</b>	<b>432.77</b>	<b>385.14</b>	<b>236.60</b>	<b>94.37</b>	<b>66.00</b>

Tabla 3: Estructura de la demanda de energía final en TWh/a para el subsector edificación residencial, en el año 2030 para los dos contextos extremos (BAU y E3.0), así como los tres contextos de transición.

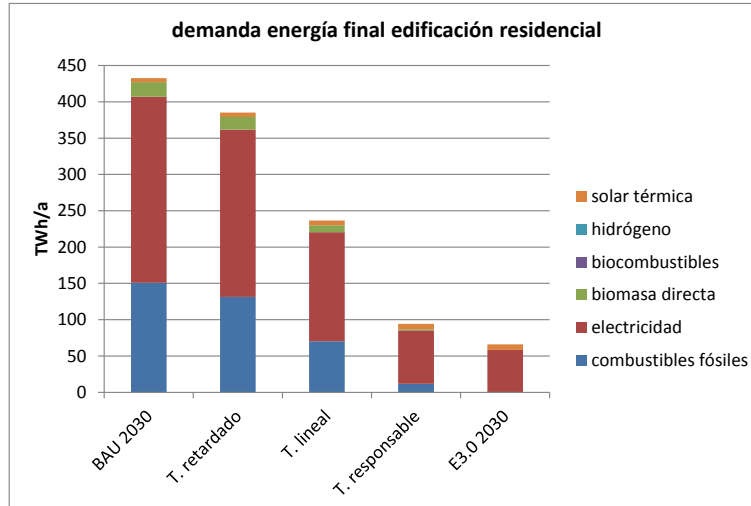


Figura 4: Estructura de la demanda de energía final en TWh/a para el subsector edificación residencial, en el año 2030 para los dos contextos extremos (BAU y E3.0), así como los tres contextos de transición.

## 2.2 Estructura del mix de generación eléctrica

En este apartado presentamos las estructuras del mix de generación eléctrica (en términos de electricidad generada y de potencia instalada) para los distintos contextos (BAU, E3.0 y las tres trayectorias de transición) en el año 2030.

Los resultados presentados corresponden a la electricidad generada en bc, es decir, incluyendo por tanto los efectos de las pérdidas de T&D.

Es de resaltar que estos resultados incluyen tanto la electricidad generada para ser consumida directamente como energía final, como la electricidad generada para producir el hidrógeno que completa la matriz de demanda de energía final en cada uno de los contextos. En todos los casos considerados el hidrógeno se produce en base a electricidad procedente de fuentes renovables.

Las Tabla 4 y Tabla 5 recogen la estructura de electricidad generada y potencia instalada por el sistema eléctrico en el año 2030 para los contextos extremos (BAU y E3.0), así como para las tres trayectorias de transición. Las Figura 5 y Figura 6 proporcionan una comparativa gráfica de estos resultados.

En estas tablas y figuras aparece explícitamente diferenciada la contribución de la fotovoltaica en régimen de autoconsumo añadida en el subsector edificación residencial doméstico, que era otro de los requerimientos de este estudio.

<b>Generación sistema eléctrico en 'bc' (TWh/a)</b>					
Tecnología	BAU 2030	T. retardado	T. lineal	T. responsable	E3.0 2030
GN	226.5	197.1	105.4	17.5	
carbón	117.4	102.2	54.6	9.1	
nuclear	103.4	90.0	48.1	8.0	
fuel-oil	10.4	9.1	4.9	0.8	
eólica tierra	97.7	112.5	158.9	203.3	212.1
eólica mar		3.9	16.1	27.7	30.0
termosolar	34.3	70.3	182.4	289.7	311.2
hidroeléctrica	27.5	28.8	32.8	36.7	37.5
FV autoconsumo residencial		1.1	4.7	8.1	8.7
FV resto	17.6	21.1	31.9	42.3	44.3
olas		1.2	5.0	8.7	9.4
biomasa	15.2	13.7	8.9	4.4	3.5
geotérmica		0.8	3.4	5.9	6.4
tot	650.1	651.8	657.1	662.2	663.2

Tabla 4: Estructura de la generación del sistema eléctrico (TWh/a en bc) en el año 2030 para los dos contextos extremos (BAU y E3.0) y las tres trayectorias de transición.

<b>Potencia instalada sistema eléctrico (GW)</b>					
Tecnología	BAU 2030	T. retardado	T. lineal	T. responsable	E3.0 2030
GN	57.3	49.9	26.7	4.4	
carbón	22.3	19.4	10.4	1.7	
nuclear	15.1	13.2	7.0	1.2	
fuel-oil	6.7	5.9	3.1	0.5	
eólica tierra	48.5	52.1	63.1	73.6	75.7
eólica mar		1.2	5.0	8.5	9.3
termosolar	13.1	20.8	44.9	67.9	72.5
hidroeléctrica	16.0	16.4	17.5	18.6	18.8
FV autoconsumo residencial		0.9	3.6	6.2	6.7
FV resto	18.9	19.6	22.1	24.4	24.8
olas		0.6	2.4	4.1	4.4
biomasa	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
geotérmica		0.1	0.4	0.8	0.8
tot	200.6	202.6	208.7	214.6	215.7

Tabla 5: Estructura de la potencia instalada del sistema eléctrico (GW) en el año 2030 para los dos contextos extremos (BAU y E3.0) y las tres trayectorias de transición.



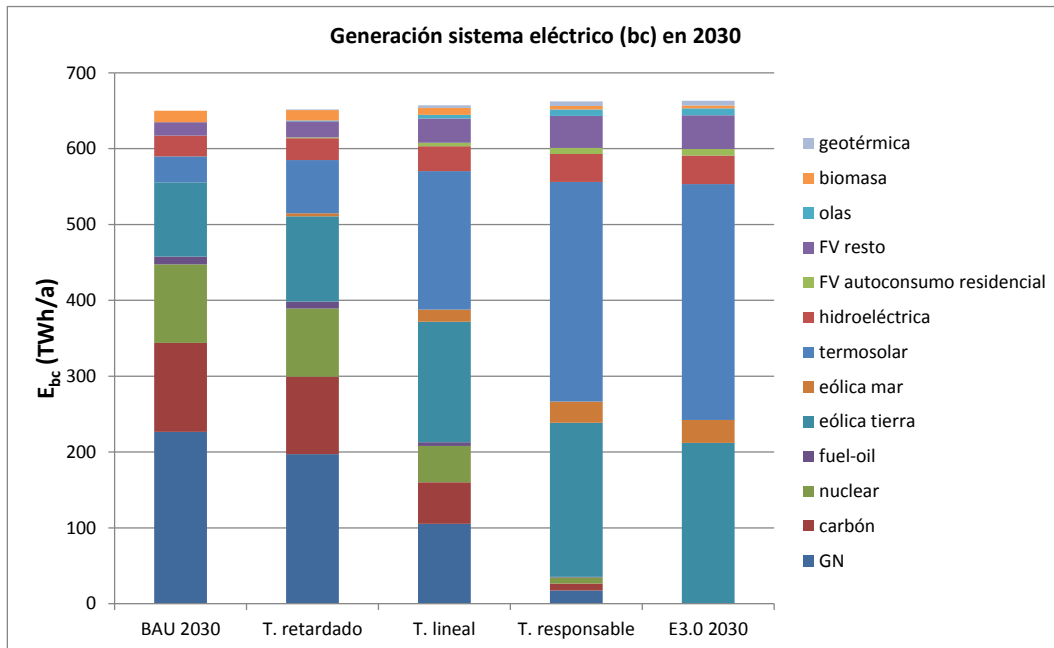


Figura 5: Comparativa de la estructura de la generación del sistema eléctrico (TWh/a en bc) en el año 2030 para los dos contextos extremos (BAU y E3.0) y las tres trayectorias de transición.

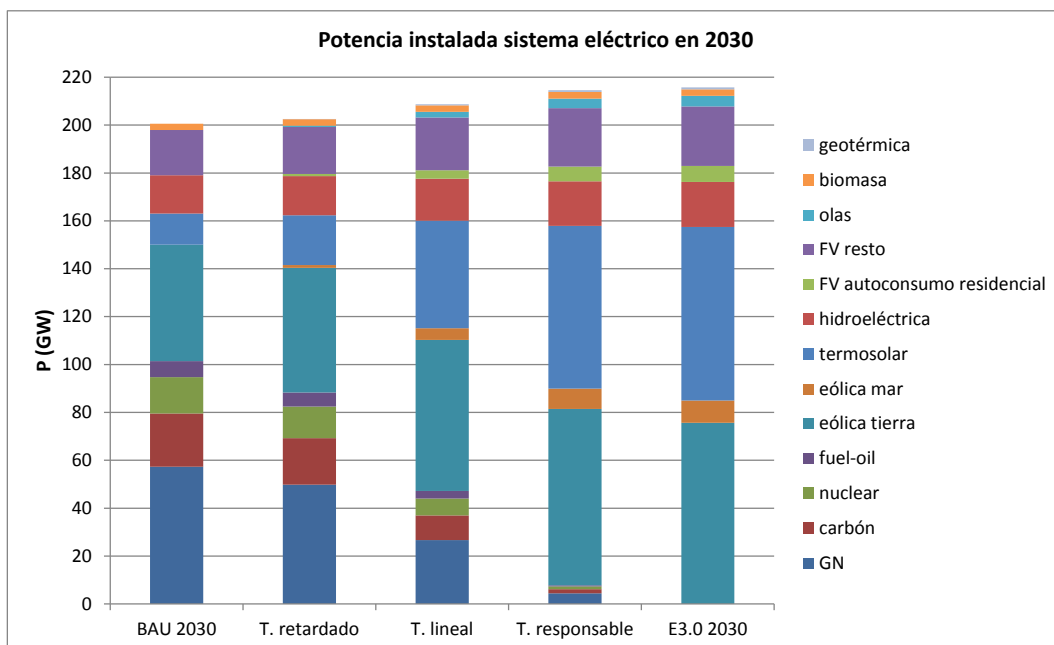


Figura 6: Comparativa de la estructura de la potencia instalada del sistema eléctrico (GW) en el año 2030 para los dos contextos extremos (BAU y E3.0) y las tres trayectorias de transición.

## 3 Documentación

---

En este punto añadimos algunos comentarios para documentar el proceso seguido en el desarrollo de este estudio.

### 3.1 Estructura de la demanda

La estructura de la demanda de energía final en el año 2030 se ha obtenido a partir de los escenarios de evolución de la demanda de cada uno de los sectores desarrollados en el estudio *Energía 3.0*, completándolos cuando ha sido necesario con otros escenarios de apoyo. Por tanto, los resultados presentados en este informe son internamente compatibles con el estudio *Energía 3.0*.

### 3.2 Tratamiento de la generación renovable distribuida

En el informe *Energía 3.0*, a excepción de la biomasa y la fotovoltaica integrada en la edificación (que por cierto, se considera interactuando con el resto del sistema eléctrico, esto es, interconectada a la red eléctrica), el resto de aportaciones renovables distribuidas (solar térmica, aerotermia) no aparecen explícitamente reflejadas en la estructura de generación, sino indirectamente por la reducción de la demanda en origen.

En este estudio hemos hecho explícita la contribución de la solar térmica, haciéndola figurar como otra forma de consumo de energía final.

### 3.3 Generación fotovoltaica en régimen de autoconsumo

Uno de los requerimientos de este estudio era incorporar aportaciones de energía fotovoltaica funcionando en modo de autoconsumo en el subsector edificación residencial.

La aportación de la fotovoltaica en régimen de autoconsumo se ha considerado para el contexto E3.0 (y por tanto sus correspondientes implicaciones en las distintas trayectorias de transición).

La aportación fotovoltaica en régimen de autoconsumo se ha considerado adicionalmente a la contribución de la fotovoltaica integrada en los edificios incluida en el estudio *Energía 3.0*.

La diferencia entre ambas aportaciones fotovoltaicas desde el sector edificación es que la fotovoltaica integrada considerada en *Energía 3.0* se encuentra interconectada a la red eléctrica, por lo que para la integración de esta generación se cuenta con todos los mecanismos de flexibilidad proporcionados por la red interconectada.

Por el contrario, la fotovoltaica en régimen de autoconsumo depende para su integración (es decir, para evitar la disipación de potencial de generación) de la coincidencia temporal con la demanda en el edificio donde se encuentra instalada, pues no tiene posibilidad de intercambiar con la red eléctrica al no estar interconectada a la misma.

El análisis de autoconsumo desarrollado en este estudio corresponde a un contexto NO integrado a nivel edificio. En un contexto integrado a nivel edificio, los elementos de flexibilidad en origen (DSM & V2G) pueden usarse para integrar más fotovoltaica sin disipar potencial de generación. Sin embargo, la hipótesis principal considerada en este estudio, compatible con los planteamientos del estudio *Energía 3.0*, es que la integración se considera a nivel del conjunto del sistema energético, que sin duda tiene un potencial de eficiencia e inteligencia muy superior al asociado a limitar el alcance de la integración en el nivel edificio individual. Por tanto, la fotovoltaica en régimen de autoconsumo se ha considerado aquí en un contexto donde su introducción no afecte directamente a los elementos de flexibilidad del conjunto del sistema energético, si bien indirectamente sí que tiene un efecto sobre el conjunto del sistema al modificar la estructura temporal de la demanda neta que debe cubrir el resto del sistema eléctrico, pero esto no cabe esperar que suponga ningún impacto significativo sobre los elementos de flexibilidad del resto del sistema.

En estas condiciones, el criterio que hemos adoptado para definir la aportación de la fotovoltaica en régimen de autoconsumo es el limitar la disipación de su potencial de generación por debajo de un valor límite. En este caso, hemos adoptado como límite de disipación el 1% de su generación potencial.

La justificación para limitar en estos valores bajos la disipación del sistema fotovoltaico en régimen de autoconsumo es la eficiencia técnico-económica del conjunto del sistema energético. Si bien es cierto que la generación fotovoltaica en régimen de autoconsumo evita las pérdidas por T&D del sistema eléctrico, pero su coste por unidad de electricidad generada es considerablemente superior al de sistemas fotovoltaicos de mayor escala interconectados al sistema eléctrico (menor escala, orientación menos favorable, requerimientos integración,...).

Para determinar las aportaciones en régimen de autoconsumo en base al criterio anteriormente expuesto para este estudio, hemos analizado un análisis de las series horarias de demanda eléctrica del subsector edificación residencial desarrolladas en el estudio *Energía 3.0* y de la generación fotovoltaica.

La Figura 7 recoge la disipación del sistema fotovoltaico en régimen de autoconsumo al analizar distintas series temporales de demanda: la demanda del parque residencial total, y la demanda del parque de edificios unifamiliares en distintas provincias. Los efectos tanto del emplazamiento geográfico como de la agregación son evidentes en esta figura. En efecto, por un lado podemos observar la mayor cobertura de la demanda alcanzada en mejores emplazamientos solares para un nivel de disipación dado, y por otro lado podemos observar la mayor cobertura de la demanda para un nivel de disipación dado al incrementar el nivel de agregación (residencial total en la España peninsular respecto a unifamiliar total en distintas provincias)

Por lo que se refiere a la agregación, debe tenerse en cuenta que la situación para la fotovoltaica en régimen de autoconsumo es considerablemente más desfavorable de lo que muestra la Figura 7, pues por definición la fotovoltaica en

autoconsumo tiene una agregación nula, es decir, tan solo cuenta con la demanda del propio edificio en el que se encuentra instalada. En efecto, la agregación se consigue mediante la interconexión a la red eléctrica, y la fotovoltaica en autoconsumo se encuentra desconectada de este vector de agregación / integración.

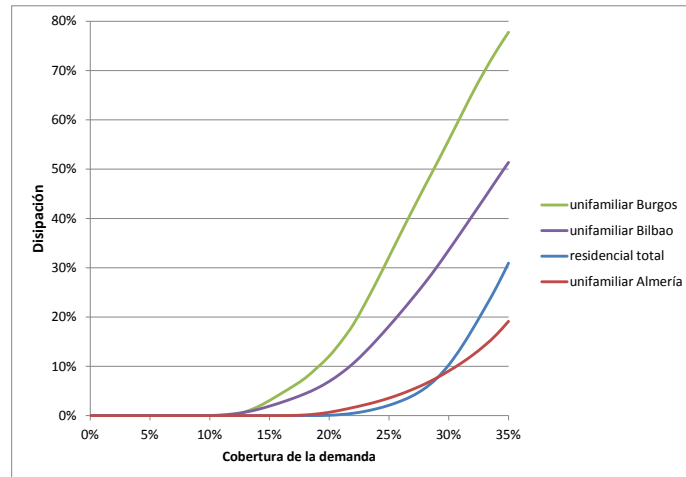


Figura 7: Disipación de un sistema fotovoltaico en régimen de autoconsumo como función de la cobertura de la demanda eléctrica.

En la Figura 8 recogemos los resultados correspondientes a un nivel de disipación del 1% en los cuatro casos presentados en la Figura 7, así como la correspondiente potencia fotovoltaica instalada por vivienda.

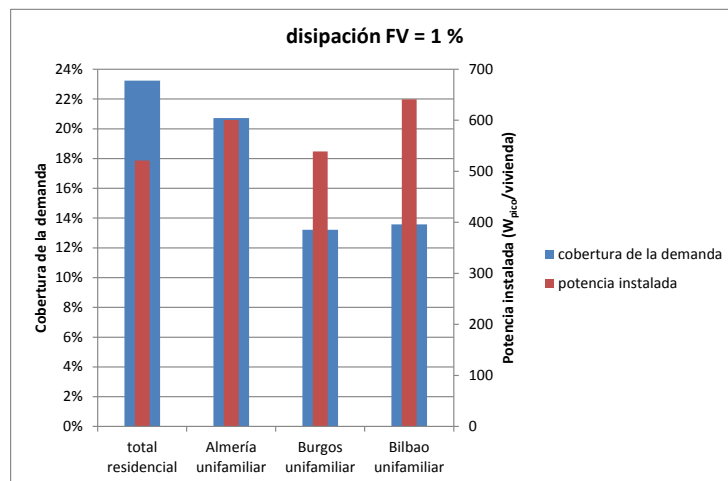


Figura 8: Cobertura de la demanda y potencia instalada por vivienda para el caso de tener una disipación del 1% del sistema fotovoltaico operando en régimen de autoconsumo.

A la vista de estos resultados, hemos procedido a establecer como límite del despliegue de fotovoltaica en régimen de autoconsumo, el correspondiente a cubrir un 15% de la demanda del subsector edificación residencial.

### 3.4 Estructura de los mix de generación eléctrica

Para el desarrollo de los mix de generación eléctrica en este estudio, hemos partido de los mix en los instantes extremos del periodo considerado en el estudio Energía 3.0 y las siguientes hipótesis principales:

- El reparto modal del sistema de generación eléctrica BAU en el año 2030 se ha obtenido a mediante una interpolación lineal de los repartos modales en los años 2007 y 2050, imponiendo la restricción de limitar la potencia hidroeléctrica instalada al valor considerado para el año 2050. Dado que en el año 2030 existe una mayor demanda eléctrica BAU que en el año 2050, la limitación en la contribución de la hidroeléctrica se ha absorbido incrementando las contribuciones de eólica, fotovoltaica y biomasa. Los factores de capacidad de las distintas tecnologías también se han interpolado linealmente entre los valores de los años extremos (2007 y 2050)
- El reparto modal del sistema de generación eléctrica E3.0 en el año 2030 se ha obtenido a partir del reparto modal del sistema E3.0 en el año 2050 documentado en el estudio *Energía 3.0* (caso de cobertura con gestión de la demanda) con algunas adaptaciones:
  - Limitar la potencia hidroeléctrica al valor instalado en el año 2050. Dado que la demanda eléctrica en el año 2030 es superior a la del año 2050 (también para el contexto E3.0), el déficit de la hidroeléctrica se ha cubierto con un incremento de la participación modal de la fotovoltaica (específicamente la fotovoltaica instalada en suelo).
  - Limitar los factores de capacidad de la eólica, especialmente de la eólica on-shore, respecto a los considerados para el año 2050 (obtenidos del análisis de la generación eólica a nivel horario con aerogeneradores mejorados)
- La escala de los mix de generación se ha ajustado al nivel de demanda que deben satisfacer, una vez incorporadas las consideraciones tanto de las pérdidas de T&D como el impacto del bombeo hidráulico.
- Para el contexto E3.0 el mix resultante en el año 2030 según el proceso arriba indicado, se ha modificado para incluir la aportación considerada para la fotovoltaica en régimen de autoconsumo en el subsector edificación residencial. La aportación de esta fotovoltaica en autoconsumo ha sustituido a la generación correspondiente (teniendo en cuenta las pérdidas de T&D evitadas) de centrales termosolares.
- Los mix de generación eléctrica desarrollados para las distintas trayectorias de transición se han desarrollado aplicando las curvas de transición a los mix extremos (BAU & E3.0). Conceptualmente esto es análogo a suponer que en una trayectoria de transición dada, la parte de la demanda BAU se cubre con un mix de características BAU, y la parte de la demanda E3.0 con un mix de características E3.0, si bien ambos comparten la infraestructura del sistema (red eléctrica).

### 3.5 Cobertura de la demanda del Sistema eléctrico

Los mix de generación eléctrica desarrollados en el estudio *Energía 3.0*, tanto para el contexto BAU como para el contexto E3.0, proporcionaban un 100% de cobertura de la demanda, aspecto que fue verificado en un análisis temporal a nivel horario para cuadrar el despacho con la demanda, reteniendo todos los aspectos de integración del sistema energético y las evoluciones temporales tanto de la demanda como de la generación con las distintas tecnologías.

En el marco de este estudio, los mix de generación para el año 2030 se han confeccionado tomando como punto de partida los mix desarrollados en *Energía 3.0* para los puntos extremos del periodo considerado (2007 & 2050), pero no se ha procedido a validar su capacidad de cobertura cronológica de la demanda mediante la simulación horaria del balance entre despacho y demanda.

Sin embargo, en base a las metodologías empleadas para confeccionar los mix de generación en el año 2030, y al hecho ilustrado en el estudio *Energía 3.0* de la elevada flexibilidad disponible en el sistema energético integrado, consideramos que los mix elaborados para el año 2030 en cualquiera de los contextos considerados no deberían tener dificultad alguna para garantizar la cobertura cronológica de la demanda.