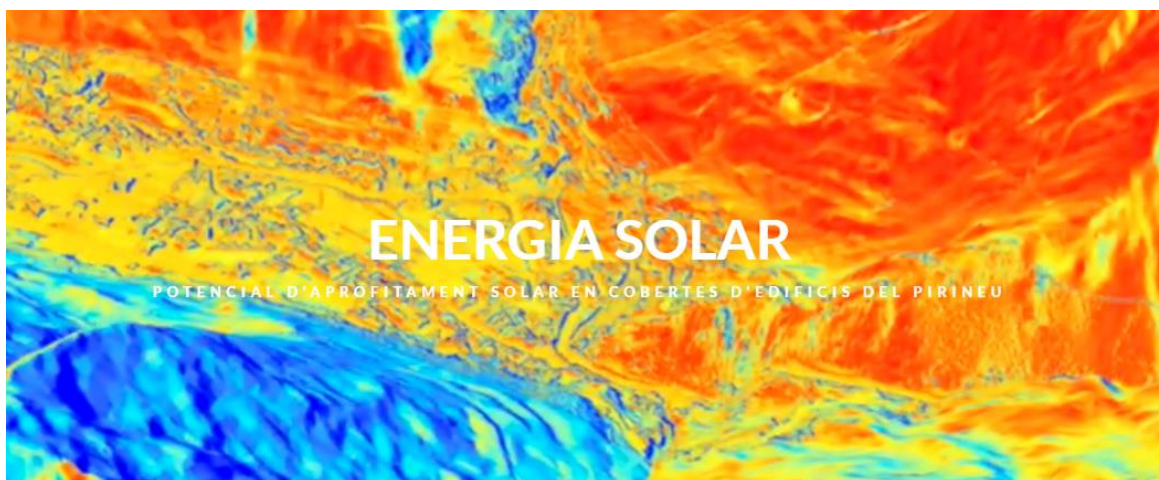


Anàlisi de les tarifes de compra de l'energia elèctrica generada en instal·lacions fotovoltaïques a Andorra



Govern d'Andorra

Sant Julià de Lòria, març de 2017

ÍNDIX

1. CONTEXTUALITZACIÓ I OBJECTIU DE L'ESTUDI.....	3
1.1 L'energia fotovoltaica a Andorra.....	3
1.2 Tarifes de compra de l'electricitat generada en instal·lacions fotovoltaiques	3
2. METODOLOGIA.....	5
2.1 Caracterització del potencial fotovoltaic	5
2.2 Càlcul dels períodes de retorn	7
2.3 Anàlisi d'escenaris	8
3. RESULTATS OBTINGUTS	10
3.1 Escenari Actual	11
3.2 Escenari A	12
3.3 Escenari B.....	13
4. CONCLUSIONS	14
5. BIBLIOGRAFIA.....	15

1. Contextualització i objectiu de l'estudi

1.1 L'energia fotovoltaica a Andorra

La Llei 85/2010, elimina el règim d'exclusiva atribuït a l'Administració en matèria de producció d'energia elèctrica i permet la instal·lació de panells solars fotovoltaics per potències inferiors a 500 kW, amb possibilitat de cedir a la xarxa la seva producció. També habilita el Govern a regular reglamentàriament l'activitat de producció d'energia elèctrica mitjançant tecnologia solar fotovoltaica, així com el procediment per a la posada en marxa i el control d'aquestes instal·lacions.

El Reglament de regulació de l'activitat de generació d'energia elèctrica d'origen fotovoltaic en instal·lacions integrades en edificacions i interconnectades a la xarxa de baixa tensió estableix les prescripcions tècniques i administratives que regulen la producció d'electricitat en instal·lacions que estiguin incorporades en tancaments o cobertes d'edificacions. Així mateix, el Decret del 13-03-2013 preveu la publicació periòdica de convocatòries per a la inscripció de les instal·lacions al Registre d'Instal·lacions Fotovoltaïques (RIFV), amb indicació de la quota de potència i de la tarifa de compra (esquema *feed-in tariff*¹). Les tarifes establertes en cada convocatòria s'actualitzen anyalment en un percentatge igual al 25% de l'índex de preus de consum. El Govern compensa econòmicament les empreses distribuïdores pel sobrecost generat per la compra d'energia fotovoltaica, mitjançant l'abonament de la diferència entre el cost suportat per la compra d'energia d'origen fotovoltaic i el cost que haurien satisfet per la mateixa quantitat d'energia elèctrica a la tarifa C² de les tarifes elèctriques oficials aplicables a les empreses distribuïdores.

A la pràctica, l'energia solar fotovoltaica es comença a desplegar a Andorra a partir de l'any 2013. Actualment es disposa d'una potència instal·lada de 342 kWp amb la que durant l'any 2015 es van generar 250 MWh.

1.2 Tarifes de compra de l'electricitat generada en instal·lacions fotovoltaïques

La convocatòria de 2016 estableix unes tarifes de compra de 0,24 €/kWh per potències instal·lades inferiors o iguals a 20 kW i 0,20 €/kWh per potències superiors a 20 kW i inferiors a 500 kW. Tal com s'esmenta en el punt anterior, Govern assumeix el diferencial entre la tarifa de compra establerta i la tarifa C durant vint anys. Els valors de les tarifes de compra

¹ Veure <http://www.mediambient.ad/energia/generacio-d-energia-electrica-d-origen-fotovoltaic> per més detall

² Tarifa C: Per a totes les hores de l'any; 0,0808 €/KWh

s'han mantingut inalterables des de la primera convocatòria (any 2013), essent la quota de potència establerta l'única variació entre convocatòries. Per contra, els costos d'instal·lació dels sistemes fotovoltaics han viscut un descens continuat en els últims anys. Segons l'informe més recent del *National laboratory of the U.S. Department of Energy* (Fu et al., 2016), els costos d'instal·lacions residencials ($P=5,6$ kW) s'han reduït prop d'un 13% des de 2013, mentre que les comercials ($P=200$ kW) més d'un 21%.

El present estudi pretén aportar informació sobre les actuals rendibilitats econòmiques de les potencials instal·lacions fotovoltaïques integrades en cobertes d'edificis a Andorra i analitzar l'impacte de possibles modificacions en les tarifes de compra. Aquest estudi es limita a les parròquies d'Ordino i Escaldes-Engordany i parteix dels resultats obtinguts en el projecte *Potencial d'aprofitament solar en cobertes d'edificis del Pirineu* finançat per la Comunitat de Treball dels Pirineus.

2. Metodologia

2.1 Caracterització del potencial fotovoltaic

Existeixen diferents mètodes per estimar el potencial fotovoltaic de grans àrees geogràfiques, des de mètodes simples basats en factors aplicats al total de superfície de cobertes disponible fins a mètodes més complexos basats en Sistemes d'Informació Geogràfica (SIG) i/o models tridimensionals (3D). A diferència dels mètodes simples, els models SIG-3D aporten major detall i són més replicables entre diferents zones. Com a contrapartida, aquests mètodes són més costosos tant en temps com en recursos computacionals (Melius et al., 2013).

En aquest estudi s'ha treballat amb un model SIG-3D d'Escaldes-Engordany i Ordino per tal de representar de forma acurada les zones urbanes i la topografia del seu entorn. A diferència d'altres estudis també centrats en l'àmbit urbà (Brito et al., 2012; Cellura et al., 2012; Redweik et al., 2013) però ubicats en zones planes, en aquest cas la influència de la topografia és determinant en els resultats finals. En aquest sentit, és important caracteritzar adequadament les muntanyes per tal de representar les ombres que provoquen i en conseqüència, la limitació provocada en el nombre d'hores d'insolació que s'obtindrà en les zones d'estudi. El potencial fotovoltaic en les cobertes dels edificis de les zones d'estudi s'ha estimat mitjançant l'eina *Solar Analyst*, l'extensió d'ArcGis per modelitzar la irradiació solar (Fu and Rich, 1999). La Fig. 2 representa la metodologia utilitzada en aquest estudi, consistent en cinc etapes que es detallen a continuació:

1. L'àrea d'interès s'identifica mitjançant el model digital d'elevacions (MDE) de 5x5 m i l'eina *viewshed*³ inclosa en l'ArcGis 3D Analyst. Aquesta eina determina les zones del ràster visibles respecte diferents punts d'observació definits per l'usuari. En el nostre cas, la superfície visible determina la topografia de l'entorn que afectarà a la irradiació incident en les cobertes. És necessari limitar l'àrea del MDE per tal de minimitzar el temps de simulació però assegurant-se d'incloure totes les zones susceptibles de generar ombres en els edificis.
2. El següent pas consisteix en crear un model 3D d'alta resolució per tal de representar els edificis de forma acurada. Tot i que el MDE 5x5 m és suficient per representar la topografia, les zones urbanes requereixen de major resolució. En el nostre model utilitzem dades LiDAR (*light detection and ranging*) d'un vol realitzat per l'Institut Cartogràfic de Catalunya l'any 2006, amb les que s'ha construït un MDE d'1x1 m de resolució. Aquesta es considera la resolució mínima per tal de representar de forma

³ <http://pro.arcgis.com/en/pro-app/tool-reference/3d-analyst/viewshed.htm>

acurada característiques de les cobertes com el pendent, la orientació o estructures adjacents i vegetació (Kodysh et al., 2013).



Fig. 1. Model 3D d'alta resolució d'Escaldes-Engordany i la topografia de l'entorn

3. El càlcul de la radiació incident en l'àrea d'estudi es calcula mitjançant l'eina *Area solar radiation*⁴, inclosa en l'ArcGis Spatial Analyst. Aquesta eina simula la radiació solar en una superfície ràster. Les simulacions s'han realitzat a escala mensual i els valors dels paràmetres utilitzats es mostren en la Taula 1.

<i>Day interval</i>	14
<i>Hour interval</i>	1
<i>Calculation directions</i>	32
<i>Zenith divisions</i>	8
<i>Azimuth divisions</i>	8
<i>Diffuse model type</i>	UNIFORM_SKY
<i>Diffuse proportion</i>	0,3
<i>Transmitivity</i>	0,5

Taula 1. Valors dels paràmetres utilitzats en les simulacions amb Solar Analyst

4. El següent pas consisteix en l'extracció de la radiació solar incident en cada una de les cobertes dels edificis. Per aquest fi, s'han utilitzat les capes d'edificis dels cadastres corresponents de cada parròquia aplicant correccions manuals puntuals per representar correctament les cobertes.
5. L'últim pas consisteix en calcular el potencial de generació elèctrica mitjançant la instal·lació de panells fotovoltaics. Per tal de determinar la millor zona de cada coberta

⁴ <http://desktop.arcgis.com/en/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/area-solar-radiation.htm>

on realitzar la instal·lació s'ha aplicat un llindar mínim aprofitable (1000 HSP⁵) de radiació anual. D'aquesta manera s'obté la superfície de coberta aprofitable per a la instal·lació del sistema fotovoltaic. Considerant la utilització de mòduls fotovoltaics policristal·lins amb una eficiència del 15,2%, 250 Wp i 1,7 m², s'ha generat el mapa del potencial de generació elèctrica mitjançant energia solar fotovoltaica en les cobertes dels edificis. L'eficiència global de les instal·lacions s'ha establert en un 80%.

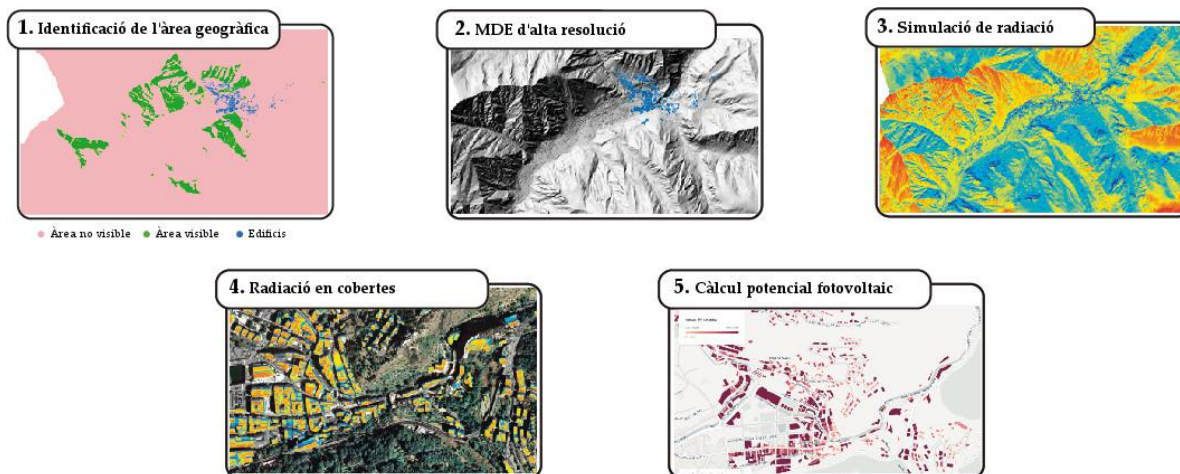


Fig. 2. Diagrama de la metodologia d'estimació del potencial fotovoltaic de les cobertes

2.2 Càlcul dels períodes de retorn

Les característiques tècniques i els costos econòmics de les instal·lacions caracteritzades s'han establert gràcies a l'experiència de l'empresa SUD Pirineus S.L. A partir dels potencials de generació elèctrica, les tarifes de compra d'electricitat fotovoltaica i els costos econòmics presentats en la Taula 2, s'han calculat els períodes de retorn de cada una de les potencials instal·lacions d'Escaldes-Engordany i Ordino.

Cost instal·lacions:	Potència (kWp)	€/Wp
	P≤2	2,34
	2>P≤6	1,94
	6>P≤20	1,79
	20>P≤50	1,65
	P>50	1,60
Cost manteniment:	25	€/kWp·any

Taula 2. Costos econòmics considerats en els càlculs

⁵ Hores solar pic

⁶ http://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/ds_rec_peak_energy_blk2_rev_e_esp.pdf

A proposta de l'Oficina de l'Energia i el Canvi Climàtic d'Andorra, també s'han realitzat els càlculs considerant un 85% dels costos d'instal·lació definits en la Taula 2. D'aquesta manera, el nou escenari de costos d'instal·lació queda establert tal com es mostra en la Taula 3.

Potència (kWp)	€/Wp
$P \leq 2$	1,99
$2 < P \leq 6$	1,65
$6 < P \leq 20$	1,52
$20 < P \leq 50$	1,40
$P > 50$	1,36

Taula 3. Costos econòmics considerats en l'Escenari 2

2.3 Anàlisi d'escenaris

En base a la metodologia descrita s'ha implementat un full de càlcul ([anàlisi tarifes Ordino Escaldes.xlsm](#)) el qual permet construir múltiples escenaris aplicant variacions en les tarifes de compra i en els costos de les instal·lacions fotovoltaiques. En paral·lel també permet analitzar els resultats de forma segregada, aplicant filtres per parròquia, potències instal·lables i ús dels edificis inclosos en l'anàlisi.

En aquest informe, s'ha treballat amb un únic escenari de costos i s'han construït tres escenaris per tal d'estudiar l'impacte que tindria la modificació de les tarifes de compra d'electricitat fotovoltàica sobre els períodes de retorn de les instal·lacions calculades:

- **L'Escenari actual** representa l'escenari de referència i és el resultat de tenir en compte la legislació vigent i els costos presentats en la Taula 3 (Escenari 2 en el full de càlcul).
- **L'Escenari A** introdueix una nova categoria per establir tarifes de compra segons la potència màxima de la instal·lació. En aquest cas les tarifes de compra s'estableixen en tres categories diferenciades. Les instal·lacions de petita potència ($P \leq 20$ kWp) mantenen els valors de la tarifa actual, mentre que les instal·lacions mitjanes ($20 < P \leq 50$ kWp) i especialment les grans ($P > 50$ kWp) veuen reduïts els seus ingressos.
- **L'Escenari B** manté les categories de potència presentades en l'Escenari A i introdueix reduccions addicionals en les tarifes de les instal·lacions de petita i mitjana potència.

La Taula 4 presenta un resum dels diferents escenaris de tarifes de compra considerats.

Tipus d'instal·lació	Escenari Actual	Escenari A	Escenari B
$P \leq 20 \text{ kWp}$	0,24 €/kWh	0,24 €/kWh	0,20 €/kWh
$20 \text{ kWp} < P \leq 50 \text{ kWp}$	0,20 €/kWh	0,16 €/kWh	0,14 €/kWh
$50 \text{ kWp} < P \leq 500 \text{ kWp}$	0,20 €/kWh	0,10 €/kWh	0,10 €/kWh

Taula 4. Escenaris considerats en el present informe

A continuació es detallen els resultats obtinguts relatius a les cobertes aptes en cada un dels escenaris definits.

3.1 Escenari Actual

En l'escenari Actual s'obtenen períodes de retorn de les instal·lacions compresos entre els 6 i els 12 anys, concentrant-se la major part d'ells per sota de 10 anys. La Fig. 4 mostra els períodes de retorn de les instal·lacions en funció de la potència instal·lable. En ell s'aprecia l'increment en els períodes de retorn degut a la reducció de la tarifa per a les potències superiors a 20 kWp.

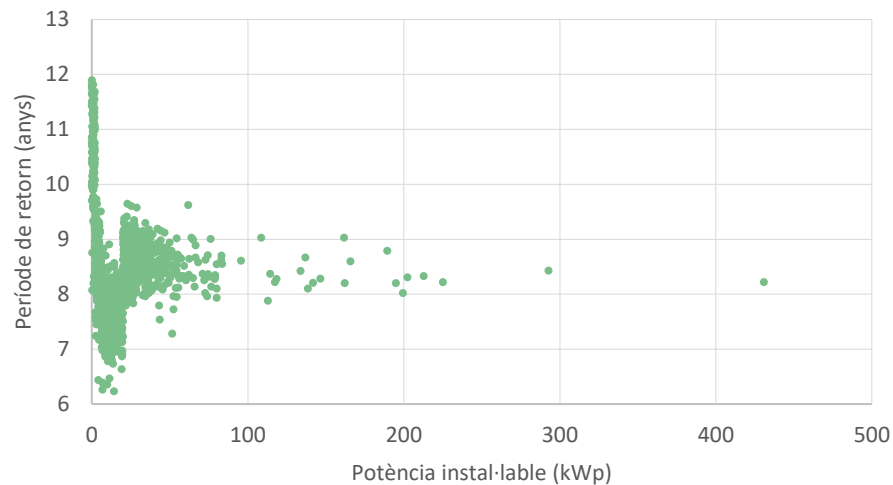


Fig. 4. Períodes de retorn de les instal·lacions en funció de la potència instal·lable (Escenari Actual)

La Fig. 5 limita l'eix de potència a 50 kWp. D'aquesta manera es pot apreciar que en línies generals, a mesura que augmenta la potència instal·lable els períodes de retorn disminueixen.

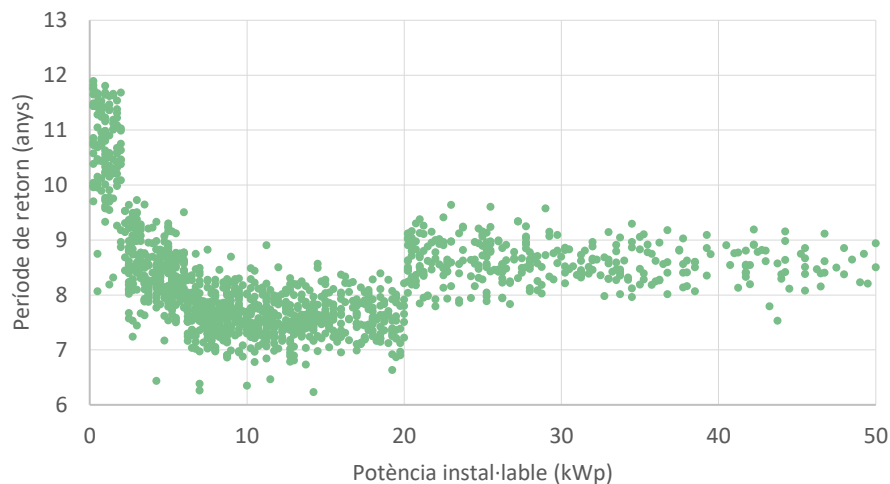


Fig. 5. Períodes de retorn de les instal·lacions en funció de la potència instal·lable (eix limitat a 50 kWp)

3.2 Escenari A

La reducció de la tarifa aplicada a les instal·lacions mitjanes i grans incrementa significativament els períodes de retorn d'aquestes instal·lacions. La nova estructuració de la tarifa en tres trams s'aprecia clarament en la Fig. 6. Els període de retorn mig de les instal·lacions mitjanes ($20 \text{ kWp} < P \leq 50 \text{ kWp}$) creix fins als 11,2 anys i en el cas de les grans instal·lacions ($50 \text{ kWp} < P \leq 500 \text{ kWp}$) fins als 19,9 anys.

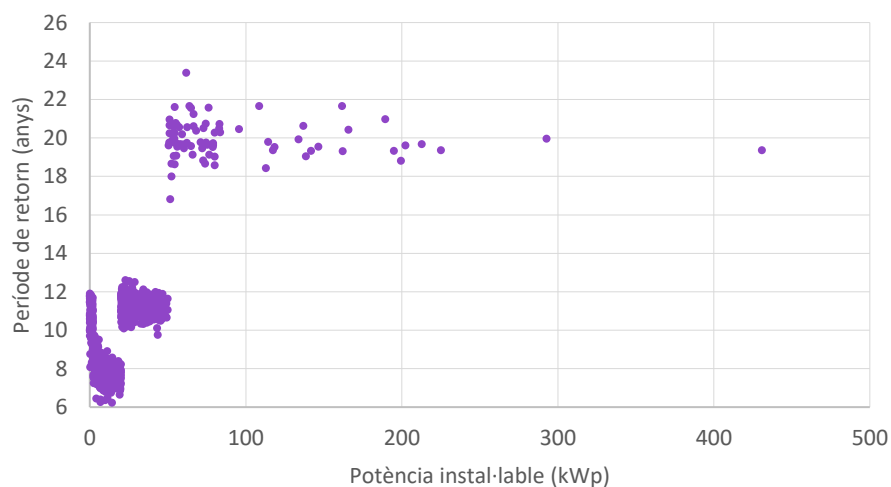


Fig. 6. Períodes de retorn de les instal·lacions en funció de la potència instal·lable (Escenari A)

3.3 Escenari B

En aquest escenari s'incrementa el període de retorn mig de les instal·lacions de petita potència (fins als 10,1 anys) i de mitjana potència (fins als 13,2 anys). En ambdós casos els períodes de retorn màxims es mantenen per sota dels 15 anys. Pel que fa a les instal·lacions de gran potència es mantenen els resultats obtinguts en l'Escenari A.

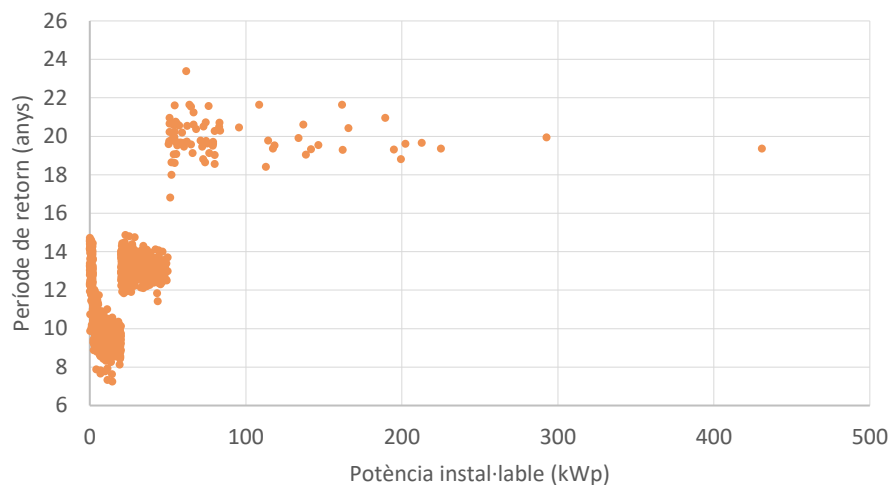


Fig. 7. Períodes de retorn de les instal·lacions en funció de la potència instal·lable (Escenari B)

La Fig. 8 mostra el mapa comparatiu dels resultats dels tres escenaris implementats. En el mapa interactiu es poden consultar els períodes de retorn individualment de les instal·lacions analitzades en els diferents escenaris.

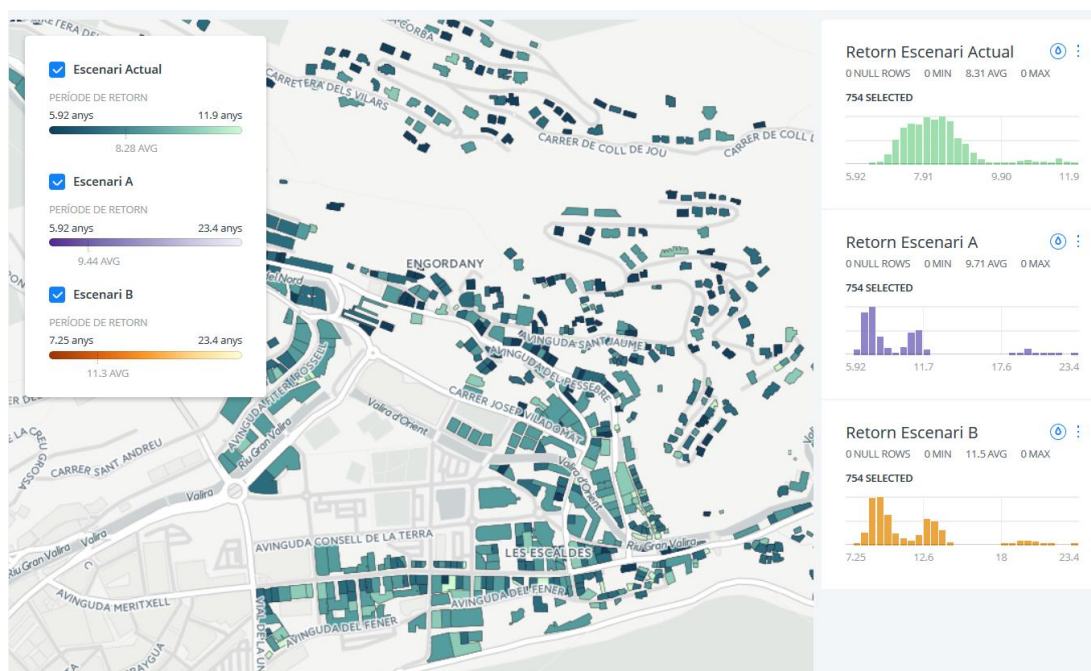


Fig. 8. Mapa comparatiu dels escenaris analitzats. [Enllaç al mapa interactiu](#)

4. Conclusions

Els escenaris A i B compleixen les previsions de l'article 5.2 del Decret de 13 de març de 2013, de modificació del Decret de les condicions de compra de l'energia elèctrica generada en instal·lacions fotovoltaïques, del 24 d'octubre del 2012. Aquest estableix que la tarifa de cada convocatòria s'ha de calcular de manera que permeti la recuperació de la inversió realitzada en un termini de 20 anys. Tot i ajustar-se a la normativa, els alts períodes de retorn assolits en el cas de les instal·lacions de potència superior a 50 kWp provocarà que la implementació d'aquestes sigui del tot inviable en la major part dels casos. L'Escenari A manté les bones rendibilitats en les instal·lacions de mitjana i petita potència, mentre que l'Escenari B apropa a bona part de les instal·lacions mitjanes a uns nivells de rendibilitat difícilment assumibles per un inversor.

Per últim, respecte a la metodologia utilitzada per la realització d'aquest estudi, cal remarcar que els resultats obtinguts són molt sensibles als costos econòmics considerats pel que treballar amb una bona estimació d'aquests és de vital importància per augmentar la fiabilitat dels resultats.

5. Bibliografia

- Fu, P., Rich, P.M., 1999. Design and Implementation of the Solar Analyst: an ArcView Extension for Modeling Solar Radiation at Landscape Scales. 19th Annu. ESRI User Conf. 1–24.
- Fu, R., Chung, D., Lowder, T., Feldman, D., Ardani, K., Fu, R., Chung, D., Lowder, T., Feldman, D., Ardani, K., 2016. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2016, Nrel/Tp-6a20-66532.
- Kodysh, J.B., Omitaomu, O.A., Bhaduri, B.L., Neish, B.S., 2013. Methodology for estimating solar potential on multiple building rooftops for photovoltaic systems. *Sustain. Cities Soc.* 8, 31–41.
- Melius, J., Margolis, R., Ong, S., 2013. Estimating Rooftop Suitability for PV : A Review of Methods , Patents , and Validation Techniques 35.