

## Il potenziale fotovoltaico dell'Alto Adige Uso intelligente degli spazi



### Istituto per le Energie Rinnovabili dell'EURAC

David Moser (Coordinamento)  
Matteo Del Buono  
Wolfram Sparber  
Roberto Vaccaro  
Daniele Vettorato

**Coordinamento:**

David Moser

**Autori:**

David Moser  
Matteo Del Buono  
Wolfram Sparber  
Roberto Vaccaro  
Daniele Vettorato

**Foto copertina:**

Autostrada del Brennero SpA  
EURAC

**Finanziato da****EURAC**

Viale Druso, 1 · 39100 Bolzano/Bozen – Italy  
[www.eurac.edu](http://www.eurac.edu)

**EURAC Institute for Renewable Energy**

Via Luis-Zuegg, 11 · 39100 Bolzano/Bozen – Italy  
Tel. +39 0471 055 600 · Fax +39 0471 055 699  
[renewable.energy@eurac.edu](mailto:renewable.energy@eurac.edu)

## **Il potenziale fotovoltaico dell'Alto Adige** Uso intelligente degli spazi



## Indice

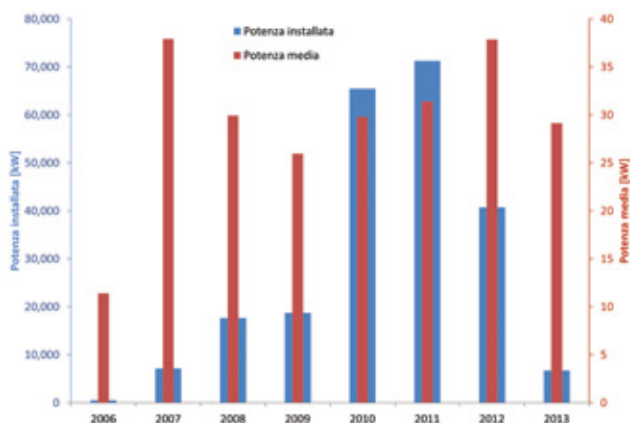
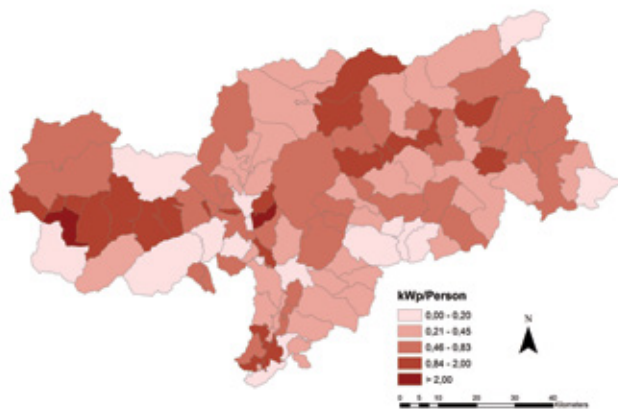
6	—	Sommario
9	—	Nomenclatura
10	—	1. Introduzione
11	—	1.1 Il contesto: KlimaLand
11	—	1.2 Lo scenario locale
13	—	1.3 Situazione del fotovoltaico in Italia, in Europa e nel mondo
13	—	1.4 Progetti innovativi in Alto Adige nel settore FV
16	—	1.5 Situazione attuale della rete in Alto Adige
18	—	2. Calcolo dell'irraggiamento e del potenziale fotovoltaico
19	—	2.1 Metodologia utilizzata
20	—	2.2 Calcolo del potenziale fotovoltaico ed irraggiamento su facciate
22	—	2.3 Confronto di dati misurati con database esistenti
22	—	2.4 Altri studi sul calcolo di potenziale FV
24	—	3. Potenziale fotovoltaico su falda
25	—	3.1 Catasti solari esistenti
25	—	3.2 Catasto solare di Bressanone: metodologia
26	—	3.3 Ambiti urbani compatti
28	—	3.4 Lo studio per l'Alta Val di Non come modello per aree rurali
30	—	4. Uso intelligente del territorio
31	—	4.1 Valutazione legislazione vigente
31	—	4.2 Valutazione possibili sviluppi legislativi
32	—	4.3 Individuazione di zone di interesse
32	—	4.4 Dati di irraggiamento, potenziale e produzione dei casi studio
38	—	5. Scenari futuri ed impatto economico_65
39	—	5.1 Scenari futuri
42	—	5.2 Impatto economico
44	—	6. Conclusioni

# Sommario

Il documento strategico della Provincia Autonoma di Bolzano: “Piano Energia-Alto Adige-2050”, più comunemente noto come “Piano KlimaLand”, descrive la visione della politica energetica altoatesina per il 2050.

Se da una parte la priorità assoluta viene data alla riduzione dei consumi energetici, obiettivo da perseguirsi attraverso il non utilizzare affatto energia quando possibile, o, se necessario, nel farlo nella maniera più efficiente, dall'altra parte altrettanta rilevanza viene posta sulla necessità di incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili. Tale produzione deve avvenire nel rispetto della tutela dell'ambiente e del paesaggio, risorse, quest'ultime, che caratterizzano e definiscono la specificità del territorio altoatesino. Obiettivo di fondo del KlimaLand risulta quindi la promozione di una politica energetica sostenibile.

È in questo contesto che si inserisce l'analisi proposta nel presente studio. È convinzione degli autori infatti che il fotovoltaico, anche in assenza di incentivi specifici, possa andare a ricoprire un ruolo di assoluto rilievo nello sviluppo del sistema energetico altoatesino, contribuendo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. La tecnologia fotovoltaica, pur avendo raggiunto un elevato livello di maturità, presenta ancora ampi margini di miglioramento in termini di efficienza, longevità e di tipologia di applicazioni. Non si devono inoltre tralasciare gli aspetti legati alla prevedibile ulteriore discesa dei prezzi dei moduli, così come al probabile aumento nel medio lungo termine del prezzo medio dell'energia. A nostro avviso ci sono quindi le condizioni per una notevole crescita della potenza totale del fotovoltaico installato. Partendo da tali presupposti, in questo studio si è quindi inteso valutare quanto ambiziosi siano gli obiettivi inerenti il settore fotovoltaico inseriti nel pacchetto KlimaLand andando a studiare il potenziale fotovoltaico su falda e su superfici non convenzionali.



Il primo capitolo definisce gli obiettivi per il settore fotovoltaico dettati dal pacchetto energia KlimaLand, introduce la situazione attuale del settore fotovoltaico a livello globale, europeo e locale e lo stato della rete elettrica in Italia ed in Alto Adige. Vengono elencati inoltre i progetti innovativi del settore presenti sul territorio.

La mappa e il grafico mostrano graficamente la situazione attuale. La mappa mostra la potenza installata pro capite in Alto Adige geolocalizzata a livello comunale. È evidente come in alcuni comuni del territorio provinciale vi sia stata una sensibilità diversa verso il fotovoltaico con l'eccellenza di Prato allo Stelvio che ha già raggiunto un valore di 2 kW<sub>p</sub>/abitante con una potenza media per impianto di 48 kW<sub>p</sub>. I tre principali insediamenti presentano i seguenti valori: Bolzano, 0,14 kW<sub>p</sub>/ab, 55 kW<sub>p</sub> potenza media; Merano, 0,16 kW<sub>p</sub>/abitante, 42 kW<sub>p</sub> potenza media; Bressanone, 0,36 kW<sub>p</sub>/abitante, 26 kW<sub>p</sub> potenza media. Il dato di potenza media è importante per poter fare delle considerazioni sul tipo di installazioni presenti, residenziale o industriale, su falda o a campo aperto. Il grafico mostra l'andamento del nuovo installato anno per anno con il corrispondente dettaglio di potenza media.

Nel secondo capitolo viene spiegata la metodologia per il calcolo del potenziale fotovoltaico e della producibilità elettrica riportando esempi reali di impianti installati su tetto e facciata. Si forniscono dati su perdite tipiche presenti in un impianto e come la situazione è andata via via migliorando negli ultimi decenni. Viene calcolato inoltre il **potenziale fotovoltaico in facciata** nelle zone industriali; il metodo utilizzato per la zona industriale di Bolzano permette di calcolare parametri applicabili ad altre zone industriali della provincia stimando un valore di 7 MW<sub>p</sub> di potenza installabile per le maggiori aree produttive. Le figure sotto riportate mostrano il dettaglio della zona industriale di Bolzano con in giallo gli edifici considerati, ed un esempio di impianto FV in facciata installato sull'edificio ex-Poste a Bolzano.

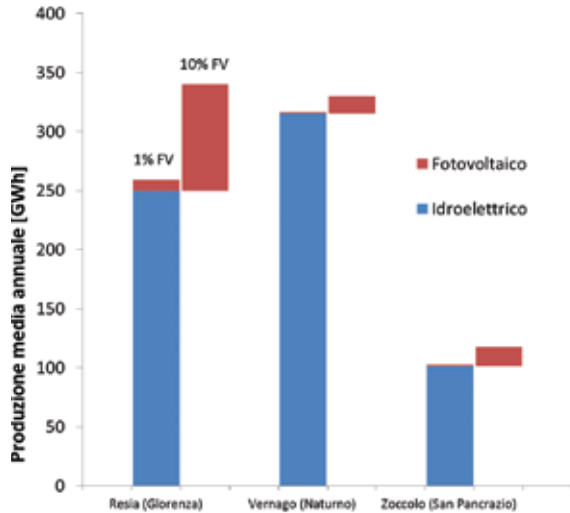


Nel capitolo vengono anche riportati i risultati di altri studi dove si è andato a calcolare il potenziale fotovoltaico. In nessuno di questi studi si è usato il valore di insolazione annuo come discriminante.

Nel terzo capitolo si riporta l'analisi del **potenziale su falda** basandosi su catasti solari esistenti in agglomerati urbani densamente popolati quali Bolzano, Bressanone e Laives. Vengono applicati filtri usando come discriminante l'insolazione annua e la posizione dei tetti, non considerando gli edifici del centro storico (si veda la figura successiva). L'analisi viene poi estesa ad insediamenti in zone rurali per affinare la stima basandosi sul caso Alta Val di Non. Il valore di potenza installabile passa da 1,25 a 1,5 GW<sub>p</sub>.

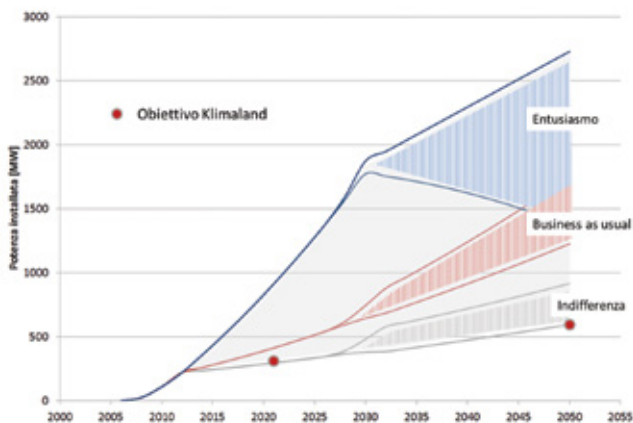
Il quarto capitolo si occupa del potenziale fotovoltaico di installazioni su aree non convenzionali quali l'infrastruttura ferroviaria, tunnel solari, barriere antirumore e antislavine e laghi artificiali. Vengono presentati dei casi studio dove viene fornito un valore significativo del potenziale fotovoltaico. Nella figura viene mostrato il contributo in potenza di impianti fotovoltaici galleggianti sui tre principali laghi artificiali del territorio confrontati con la potenza delle centrali idro-

elettriche di riferimento. Il dato è calcolato per un'occupazione della superficie lacustre dell'1% e 10%. Il contributo da **impianti galleggianti** può arrivare ad una potenza installata di **9 MW<sub>p</sub>** considerando una copertura dell'1%.



Gli impianti individuati su **superfici non convenzionali** potrebbero contribuire con una potenza installabile che supera ampiamente i **60 MW<sub>p</sub>**.

Il **quinto capitolo** infine va a valutare non solo il quanto ma anche il quando, fornendo una analisi economica e delle previsioni di crescita del settore. È quindi possibile fornire una stima su quanto siano ambiziosi gli obiettivi di KlimaLand e se siano effettivamente raggiungibili nei limiti temporali stabiliti: 300 MW nel 2020 e 600 MW nel 2050. Come si vede dalla figura, nei tre scenari individuati, gli obiettivi di KlimaLand sono appena sopra la linea base rappresentata da uno scenario negativo (crescita annuale di circa 7 MW, solo il 50% degli impianti viene sostituito a fine vita, dopo 20 anni).





## Nomenclatura

<b>BIPV</b>	Building Integrated Photovoltaics, fotovoltaico integrato architettonicamente
<b>FER</b>	Fonti energetiche rinnovabili
<b>FV</b>	Fotovoltaico
<b>G</b>	Irraggiamento, kW/m <sup>2</sup>
<b>GIS</b>	Geographic Information System, sistema di informazione geografico
<b>GSE</b>	Gestore Servizi Energetici
<b>H</b>	Insolazione (energia solare da irraggiamento), kWh/m <sup>2</sup>
<b>P<sub>n</sub></b>	Potenza nominale, kW <sub>p</sub> . Potenza dell'impianto a condizioni standard
<b>PR</b>	Performance Ratio. Parametro indicativo delle performance di un impianto fotovoltaico
<b>STC</b>	Standard Test Conditions, condizioni standard di riferimento (25 °C, 1 kW/m <sup>2</sup> )
<b>Y<sub>f</sub></b>	Resa energetica lato corrente alternata, kWh/kW <sub>p</sub>
<b>Y<sub>a</sub></b>	Resa energetica lato corrente continua, kWh/kW <sub>p</sub>
<b>Y<sub>r</sub></b>	Resa relativa della radiazione incidente, kWh/kW

# 1

## Introduzione

Diversi studi hanno avuto e hanno tuttora come soggetto di ricerca il potenziale solare fotovoltaico di zone specifiche, sia a livello locale che globale, variando il grado di dettaglio (si vedano per esempio i progetti PV-Initiative, PV-Alps, Solar Tirol<sup>1</sup>). Questi progetti sono limitati dalla dimensione delle aree coperte o dalla assenza di filtri tra aree effettivamente utilizzabili per installazioni e aree protette. Ciò nonostante questi progetti possono costituire un punto di partenza affidabile dove questo studio si inserisce con lo scopo di ottenere la necessaria mappatura dell'effettivo potenziale solare fotovoltaico dell'Alto Adige che prenda in considerazione politiche nazionali, provinciali e locali. Questo studio può rappresentare un ulteriore tassello che si inserisce nelle politiche delineate nel KlimaLand 2050 verso una decarbonizzazione dell'Alto Adige.

## 1.1 Il contesto: KlimaLand

Sebbene vari studi siano disponibili in letteratura, nessuno di questi prova a dare una stima del potenziale fotovoltaico della provincia altoatesina basandosi su dati di irraggiamento; tale studio dovrebbe includere una analisi di costi benefici ed esplorare aree dove politiche e leggi siano tuttora da definire. Questi documenti rappresentano in ogni modo una fonte importante per lo studio qui proposto. Una valutazione sulle emissioni e relativa riduzione di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) è dato per la città di Bolzano in "Calcolo e valutazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e definizione di scenari di riduzione per la città di Bolzano", EURAC<sup>2</sup>, dove alcuni dei risultati e della metodologia può essere estesa a livello provinciale. A questo studio si è poi andato ad affiancare il Piano d'Azione Energia Sostenibile della città di Bolzano e Bressanone, redatto da EURAC, dove vengono delineate delle misure per poter raggiungere obiettivi di riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> per l'anno 2020. TIS, assieme a EURAC, ha pubblicato un documento sullo stato delle energie rinnovabili in Alto Adige<sup>3</sup>; i dati vengono forniti per le varie fonti di energie descrivendone la situazione attuale e affrontando brevemente le prospettive future. Recentemente, la Giunta provinciale dell'Alto Adige ha delineato le linee guida per un pacchetto energia e clima per la provincia con obiettivi fino al 2050<sup>4</sup> dove si afferma che **entro il 2050**

- l'Alto Adige mira a ridurre le proprie emissioni a **meno di 1,5 t** l'anno pro capite di CO<sub>2</sub> (meno di 4 t pro capite entro l'anno 2020)

- il fabbisogno energetico coperto da energie rinnovabili arrivi fino a oltre il **90%** (almeno il 75% entro l'anno 2020)

Nell'asse d'intervento relativa all'utilizzo delle energie rinnovabili si considera inoltre la potenza installata complessiva da impianti fotovoltaici pari a 120 MW<sub>p</sub> ad aprile 2011 (227 MW<sub>p</sub> al 30 giugno 2013<sup>5</sup>, pari a 0,45 kW<sub>p</sub> pro capite confrontato con uno 0,28 kW<sub>p</sub> a livello nazionale) per arrivare ad un minimo di 300 MW<sub>p</sub> nel 2020 (0,6 kW<sub>p</sub> pro capite senza considerare dinamiche demografiche) e raggiungere infine **almeno 600 MW<sub>p</sub> entro il 2050** (1,2 kW<sub>p</sub> pro capite senza considerare dinamiche demografiche). Per riuscire a raggiungere questi obiettivi, si rende necessaria una pianificazione avanzata ed una scrittura di leggi che pongano delle solide fondamenta. È in questo scenario che viene proposta una analisi dettagliata del potenziale fotovoltaico della provincia; in questo studio si è andati ad includere novità tecniche e direzioni future ancora in fase di ricerca e sviluppo e/o disponibili limitatamente sul mercato fornendo considerazioni preliminari sull'impatto economico, visivo e ambientale. Infatti, il contributo di sistemi fotovoltaici potrebbe essere rilevante ma limiti

collegati agli alti costi, meno incentivi, leggi restrittive ed impatto ambientale devono essere considerate con attenzione.

## 1.2 Lo scenario locale

Le considerazioni legate al settore fotovoltaico, in ambito locale, devono necessariamente essere accompagnate da una analisi delle possibilità di crescita di impianti alimentati da altre fonti rinnovabili. In Provincia di Bolzano le biomasse (per la maggior parte legno e derivati) coprono circa il 12% del consumo finale di energia (incluso il settore dei trasporti, dati 2008), hanno un potenziale di espansione ma vengono principalmente impiegate per il riscaldamento (solo il 10% della produzione energetica di impianti di teleriscaldamento è per la produzione elettrica). Per contro, un grande apporto per la produzione di energia elettrica potrebbe essere fornito dal vento: ragioni topografiche della Provincia rendono però poco adatto l'utilizzo intensivo di energia eolica come fonte rinnovabile. Affiancata alla crescita significativa del settore fotovoltaico rimane quindi il settore idroelettrico che rappresenta la colonna portante dell'approvvigionamento elettrico della Provincia. La crescita in questo settore è però molto limitata e solo per impianti di piccole dimensioni. Basti vedere sia a livello provinciale che nazionale come la produzione da idroelettrico sia altalenante negli ultimi anni (Tabella 1). Altri problemi sono legati alla variabilità della portata d'acqua strettamente correlata alle condizioni climatiche e alla necessità di tutelare l'ambiente e le acque pubbliche (si vedano per esempio le disposizioni in materia di Deflusso Minimo Vitale). Un contributo crescente dal settore fotovoltaico può quindi compensare e integrare la produzione da idroelettrico.

Produzione elettrica	2008	2009	2010	2011	2012
Idroelettrico Italia / Alto Adige (TWh)	41,6/5,5	49,1/5,8	51,1/6,1	45,8/5,9	41,9/
Fotovoltaico Italia / Alto Adige (TWh)	0,19 /	0,68/0,03	1,91/0,06	10,80/0,17	18,80/

Tabella 1: Produzione elettrica in TWh da fonte idroelettrica e fotovoltaica in Italia ed in Provincia di Bolzano nel periodo 2008-2012

Dovuto a vincoli di carattere legislativo e ambientale, negli ultimi anni maggiore attenzione è stata riposta in impianti fotovoltaici installati e/o integrati su tetti o facciate. Questa tipologia di impianti ha inoltre goduto di maggiorazioni negli incentivi dei vari Conto Energia che si sono via via susseguiti. È chiaro tuttavia come una crescita di potenza installata unicamente focalizzata su impianti di piccole e medie dimensioni difficilmente riuscirà ad avere un impatto significativo sulla produzione da fotovoltaico nel breve periodo (Figura 1 e Figura 2). Figura 1 (dati aggiornati al 31/3/2013) mostra come soprattutto gli impianti con classe di potenza  $20 < P_n \leq 200$  kW<sub>p</sub> (98 MW<sub>p</sub>, 1500 impianti) abbiano finora contribuito in misura maggiore al dato cumulato totale. I dati affermano infatti che in provincia risultano installati 7179 impianti, 5566 dei quali con potenza inferiore ai 20 kW<sub>p</sub> per una potenza installata di circa 60 MW<sub>p</sub> (da confrontarsi con un totale di potenza installata per tutte le classi di potenza di circa 224 MW<sub>p</sub>). Simile trend si nota per quanto riguarda le installazioni in provincia di Trento (Figura 2) soprattutto per gli impianti nelle classi  $3 < P_n \leq 20$  kW e  $20 < P_n \leq 200$  kW (circa il 25% e 45% rispettivamente della potenza totale installata con differenze minime per le due Province); la differenza maggiore si ha invece nelle classi  $P_n \leq 3$  kW (13% potenza totale per la Provincia di Trento e 1% per quella di Bolzano) e  $200 < P_n \leq 1000$  kW (18% potenza totale per la Provincia di Trento e 28% per quella di Bolzano). Questa differenza potrebbe essere legata a target diversi ai quali si sono rivolti gli installatori

1 I progetti sono descritti nella sezione 1.4

2 Bolzano.fonte di energia, EURAC, Sparber et al. 2009

3 Energie rinnovabili in Alto Adige, TIS, Reichhalter et al. 2010

4 Pacchetto clima, Klimaland Energia-Alto Adige-2050, <http://www.klimaland.bz.it/it/>

5 <http://atlasole.gse.it/atlasole/>

	$1 < P_n \leq 3 \text{ kW}$	$3 < P_n \leq 20 \text{ kW}$	$20 < P_n \leq 200 \text{ kW}$	$200 < P_n \leq 1000 \text{ kW}$	$P_n > 1000 \text{ kW}$
Alto Adige	~1%	~26%	~44%	~28%	<1%
Trentino	~13%	~22%	~45%	~18%	<2%
Italia	~2,5%	~13%	~21%	~42%	~21%

Tabella 2: Suddivisione in classi di potenza e relativo contributo sulla potenza nominale totale installata (fine 2012)

presenti sul territorio. A livello italiano la divisione tra le 5 classi riferita alla potenza installata totale è riassunta nella Tabella 2 assieme ai dati Provinciali.<sup>6</sup>

Per riassumere visivamente le considerazioni esposte sinora, Figura 3 e Figura 4 mostrano la divisione da un punto di vista geografico (dati aggiornati a settembre 2013) degli impianti fotovoltaici installati in Provincia con taglia superiore ai 200 kW<sub>p</sub> e la potenza installata pro capite; è evidente come in alcuni comuni del territorio provinciale vi sia stata una sensibilità diversa verso il fotovoltaico con l'eccellenza di Prato allo Stelvio che ha già raggiunto un valore di 2 kW<sub>p</sub>/abitante con una potenza media per impianto di 48 kW<sub>p</sub>. I tre principali insediamenti presentano i seguenti valori: Bolzano, 0,14 kW<sub>p</sub>/ab, 55 kW<sub>p</sub> potenza media; Merano, 0,16 kW<sub>p</sub>/abitante, 42 kW<sub>p</sub> potenza media; Bressanone, 0,36 kW<sub>p</sub>/abitante, 26 kW<sub>p</sub> potenza media. Il dato di potenza media è importante per poter fare delle considerazioni sul tipo di installazioni presenti, residenziale o industriale, su falda o a campo aperto.

Gli impianti di piccole dimensioni soffrono per la maggior parte dei casi di problemi legati ad ombreggiamento, insufficiente ventilazione, impossibilità di seguire il punto più luminoso per massimizzare la produzione, etc. Impianti di queste dimensioni hanno quindi un impatto molto importante sull'utenza alla quale sono allacciati ma in misura molto minore, se non in presenza di grandi numeri, sulla produzione elettrica provinciale. Per continuare con il trend positivo e poter quindi raggiungere gli scopi prefissati dalle linee guida del pacchetto KlimaLand, risulta necessario trovare un bilancio che coniughi una crescita sostanziale di impianti di piccole dimensioni con alcuni impianti di medie dimensioni. La politica attuale (simile in tutta Italia) è che l'installazione di impianti a campo aperto non sarà più permessa dovuto all'impatto visivo e ambientale (specialmente in aree alpine) ma anche perché percepita come inefficiente da un punto di vista spaziale (specialmente se a discapito di aree agricole). È quindi importante analizzare altre aree per installazioni di impianti di medie dimensioni: aree candidate per l'installazione di tali impianti sono i capannoni industriali e terreni di privati alle quali si devono trovare soluzioni da affiancare che esplorino l'uso di superfici non convenzionali al momento non considerate. Nel capitolo 4 entreremo nello specifico di queste aree non convenzionali.

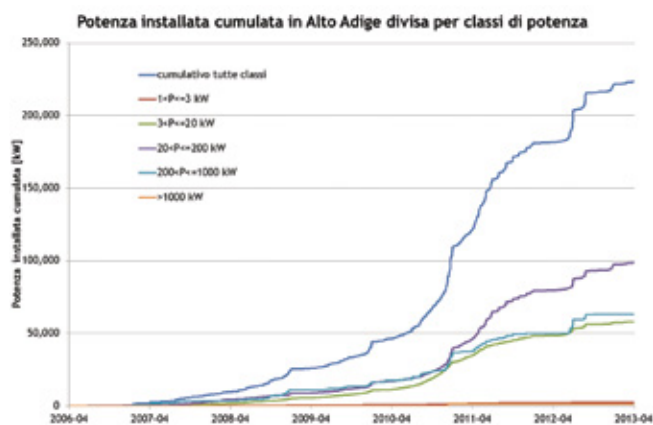


Figura 1: Potenza installata cumulata in Alto Adige divisa per classi di potenza.

Dati GSE Atlasole aggiornati ad aprile 2013



Figura 2: Potenza installata cumulata in Trentino divisa per classi di potenza.

Dati GSE Atlasole aggiornati a settembre 2013

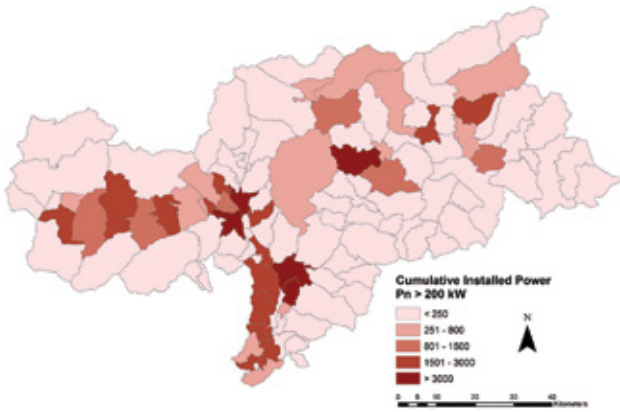


Figura 3: Potenza installata cumulata per impianti con potenza nominale > 200 kWp

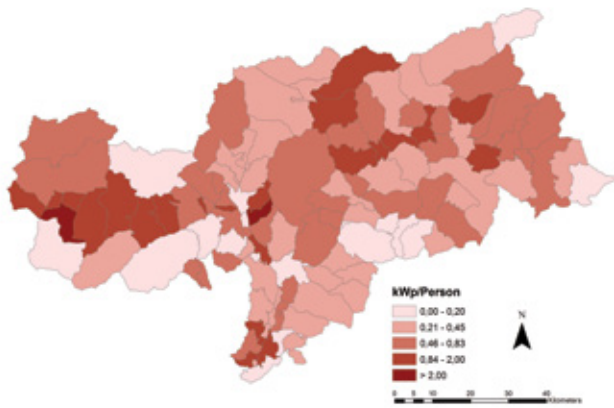


Figura 4: Potenza installata pro capite nei comuni del territorio provinciale

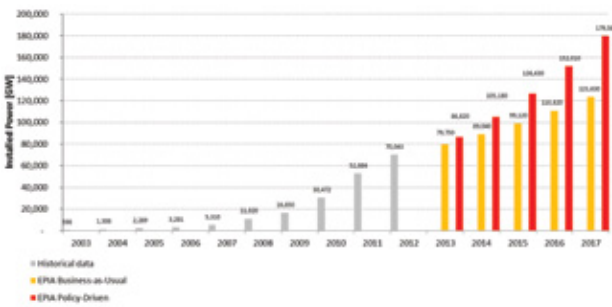


Figura 5: Previsioni di crescita del mercato fotovoltaico in Europa 2013-2017 (European PV cumulative scenarios until 2017. Global Market Outlook 2013-2017 EPIA)

### 1.3 Situazione del fotovoltaico in Italia, in Europa e nel mondo

L'industria fotovoltaica a livello mondiale ha dimostrato in tempi recenti un incredibile dinamismo. La quantità di moduli fotovoltaici scambiati sul mercato a livello mondiale è aumentato in modo molto marcato e per molti versi non previsto negli anni precedenti e questa crescita dovrebbe continuare nei prossimi anni. Alla fine del 2009, la capacità cumulata mondiale si avvicinava ai 23 GW. L'anno successivo questo numero era arrivato a 40 GW per poi raggiungere i 69 GW nel 2011 e superare il muro dei 100 GW nel 2012. In alcuni Paesi la capacità installata permette già di coprire la produzione elettrica oltre il 5% dei consumi nazionali di elettricità: in Italia, nel 2012, la produzione degli impianti fotovoltaici aveva raggiunto 18,862 TWh pari a circa il 6% dei consumi elettrici. Tutt'oggi il mercato più importante è rappresentato dall'Europa con una potenza totale installata di circa 70 GW alla fine del 2012. Il trend vede però un netto spostamento nell'ultimo periodo verso mercati emergenti (Medio Oriente, India e Cina) o che si sono rafforzati di recente grazie all'introduzione di incentivi (vedasi per esempio il Giappone). È proprio la crescita del mercato extraeuropeo che ha permesso per l'anno 2012 di ripetere i valori 2011 di nuova potenza installata. Ciò nonostante il futuro rimane incerto in quanto il FV sta entrando nell'era della competizione diretta con altri sistemi di produzione di elettricità in assenza di forme di incentivazione diretta o indiretta. Si prevede quindi un'ulteriore discesa dei prezzi che possa rendere l'acquisto di sistemi fotovoltaici economicamente sostenibile con un ritorno di investimento all'interno della vita utile dei moduli. Nel caso di installazioni su falda, in parallelo a queste dinamiche macroeconomiche, si deve necessariamente arrivare ad un cambio di mentalità da parte dei soggetti interessati dove l'installazione di impianti fotovoltaici deve essere vista non più come fonte di guadagno bensì di solo risparmio.

Figura 5 mostra le previsioni di crescita (anno 2012) per il mercato europeo fino al 2017, in base a due scenari possibili, secondo l'associazione europea delle industrie fotovoltaiche (EPIA). Da notare che il potenziale di potenza installata FV assegnato all'Europa per l'anno 2020 varia da 240 GW (EPIA) a 110 GW (EURAC) per una previsione conservativa.

### 1.4 Progetti innovativi in Alto Adige nel settore FV

In questa sezione vengono descritti brevemente i principali progetti di ricerca applicata sul fotovoltaico in Provincia di Bolzano.

**PV-Initiative (fondi FESR, 2010-2014, EURAC):** Il progetto **PV Initiative** (in collaborazione con l'Istituto per il Telerilevamento di EURAC), è stato concepito come strumento in grado di fornire al settore fotovoltaico i mezzi per valutare la qualità e le potenzialità dei diversi modelli di pannelli fotovoltaici disponibili al fine di sviluppare, da un lato, strumenti di previsione della produttività di un impianto, dall'altro, moduli che garantiscano la completa integrazione architettonica. Gli obiettivi del progetto includono

- caratterizzazione in laboratorio di moduli fotovoltaici di vario tipo per valutarne le peculiarità di funzionamento in tutte le possibili condizioni di irraggiamento;
- sviluppo di modelli per prevedere le performance dei moduli;
- realizzazione di un modello tridimensionale del territorio ad alta risoluzione e di un modello radiativo che fornisca la distribuzione spettrale dell'irraggiamento;

- caratterizzazione dei materiali che costituiscono i moduli e definizione delle prove adatte a garantirne il funzionamento nel corso della vita utile dei pannelli;
- predisposizione di un sito di test outdoor dei pannelli;
- sviluppo di moduli innovativi che siano elementi integranti dell'edificio capaci di assolvere ad altre funzioni (strutturali, decorative, isolanti) oltre alla produzione di energia elettrica;
- realizzazione di tool interattivi per supportare il processo decisionale che precede la realizzazione di un impianto fotovoltaico.

Partners locali: EURAC, Istituto per le Energie Rinnovabili, Istituto per il Telerilevamento Applicato



#### **PV-Alps (fondi INTERREG Italia-Svizzera, 2012-2014):**

Nel contesto dei cambiamenti climatici tutte le regioni europee sono esortate a favorire la conversione alle energie rinnovabili. Il progetto PV-Alps mira a creare una banca dati chiara e di facile accesso per la valutazione della radiazione solare incidente nella regione alpina. I dati di radiazione solare sono derivati dai dati satellitari ed interpretati utilizzando metodi innovativi. Per il Cantone svizzero dei Grigioni e la Provincia italiana di Bolzano il potenziale di elettricità solare verrà calcolato con un'alta risoluzione spaziale (100 m) in riferimento a tecnologie fotovoltaiche selezionate. PV Alps intende dimostrare come le banche dati solari possano essere utilizzate per decisioni di pianificazione regionale nella regione alpina e fornirà le relative raccomandazioni politiche.

Partners locali: EURAC, Istituto per le Energie Rinnovabili, Istituto per il Telerilevamento Applicato; Provincia Autonoma di Bolzano



#### **Solar Tirol (fondi INTERREG Italia-Austria, 2013-2015):** Gli obiettivi di SOLAR TIROL sono i seguenti:

1. Creare una banca dati georeferenziata, liberamente accessibile, sul tema potenziale solare, che permetta alle istituzioni pubbliche e agli utenti privati del Land Tirolo e della Provincia di Bolzano di calcolare in modo semplice e veloce il potenziale solare a livello di edifici e la tecnologia ottimale per il suo sfruttamento. La banca dati sarà liberamente accessibile anche agli utenti commerciali e dovrà promuovere lo sviluppo di soluzioni per la commercializzazione del potenziale solare individuale tramite le aziende fornitrici di energia elettrica. Inoltre potrà essere utilizzata anche da altri utenti (Centro per la Sperimentazione Agraria e Forestale Laimburg, industria turistica).
2. Fornire raccomandazioni concrete sull'importanza dell'energia solare e le sue potenzialità di sviluppo nel Land Tirolo e nella Provincia di Bolzano. In questo progetto la scala locale ha una posizione di primo piano: a livello di città e comuni si dovrà stimare il potenziale di sviluppo dell'energia solare, tenendo conto delle singole categorie di edifici (pubblici, privati, attività professionali e industria). Per i decisori regionali (uffici energetici, decisori politici) si forniranno raccomandazioni esplicite per le nuove direttive energetiche. Su scala regionale inoltre verrà rilevata l'importanza dell'energia solare per la regione.

Il progetto SOLAR TIROL potrà avvalersi dei dati di radiazione solare calcolati dai dati satellitari per la Provincia di Bolzano nel progetto PV-Alps, ed è previsto che i dati satellitari verranno estesi anche al Land Tirolo. Il metodo per la valutazione del potenziale solare è stato testato nelle regioni modello energetico Landeck e Lienz del Tirolo del Nord e nel progetto altoatesino PV-Initiative (Bressanone) nel

programma FESR. Queste informazioni sono disponibili per essere utilizzate nel presente progetto ed essere migliorate in riferimento alle condizioni meteorologiche specifiche.

Partners locali: EURAC, Istituto per le Energie Rinnovabili, Istituto per il Telerilevamento Applicato; Provincia Autonoma di Bolzano

#### **Flexi-BIPV (fondi FESR, 2013-2015):** Gli obiettivi del progetto Flexi-BIPV sono:

- Favorire lo sviluppo del fotovoltaico integrato, una tecnologia che sta diventando una soluzione chiave per la produzione di energia elettrica
- Permettere il progresso verso la grid parity e oltre. Ciò richiede un abbassamento dei costi di produzione con un possibile aumento dei margini di guadagno, differenziando l'offerta disponibile agli sviluppatori ed installatori. In altre parole, con miglioramenti innovativi e tecnologici assieme a soluzioni con le quali le imprese possono offrire migliori e più stabili performance a costi minori.
- Capitalizzare la tipicità della realtà altoatesina con aree montane dove soluzioni ad isola con sistemi di accumulo risultano preferibili all'allacciamento in rete dovuto alle restrizioni della stessa in alcune aree dell'Alto Adige.

Per realizzare i suddetti obiettivi si procederà col esaminare vari tipi di schemi di integrazione fotovoltaica sottoposta a condizioni reali e con lo studiare il comportamento dei vari componenti di sistema in fotovoltaico integrato architettonicamente ed in soluzioni innovative (moduli e componenti speciali sviluppati specificatamente per integrarsi e sostituire, totalmente o parzialmente, elementi architettonici; moduli e componenti che abbiano significative innovazioni di carattere tecnologico), così come in applicazioni a terra. Il progetto ambisce a:

- testare e monitorare moduli fotovoltaici montati su un supporto capace di accomodare vari tipi di materiali da costruzione per ricreare varie applicazioni integrate per simulare condizioni di utilizzo reali
- installare una facciata con moduli integrati con monitoraggio del comportamento degli stessi
- avere il controllo completo dei parametri elettrici includendo la misura di curve corrente tensione I-V per una migliore comprensione dei cambiamenti che avvengono durante l'esposizione esterna dei moduli prendendo in considerazione tutti gli effetti che influiscono sul loro comportamento
- testare la connessione di moduli fotovoltaici sia in rete che con sistemi di accumulo
- offrire un sistema estremamente flessibile da un punto di vista sperimentale per poter permettere la possibilità di usarlo per testare le nuove tecnologie e soluzioni di moduli, di integrazione ad alto tasso innovativo, di inverters, sistemi di accumulo, etc, per aumentare il livello di competenza degli operatori nel settore
- il campo sperimentale all'aperto può essere usato come una esposizione modello di tecnologie verdi legati al fotovoltaico per esperti del settore (produttori, installatori) ma soprattutto per persone interessate alle nuove tecnologie (scolari, studenti, etc)

Partners locali: EURAC, Istituto per le Energie Rinnovabili

**Catasto Laives (città di Laives, Cassa Raifeissen Laives):**

La consapevolezza del progressivo esaurimento delle risorse naturali e deterioramento dell'ambiente, impone la modifica di comportamenti, abitudini e convinzioni. Base di questa presa di coscienza è l'informazione. La Città di Laives si è posta l'obiettivo di identificare lo stato attuale dei consumi, stimare il potenziale di risparmio, verificando l'efficienza energetica dei singoli edifici pubblici e dei singoli tratti di rete di illuminazione, volendo dare continuità ad un precedente studio del 1996/7. A tal fine, ha realizzato uno studio sui consumi energetici di 26 edifici pubblici e dell'illuminazione cittadina, per poter effettuare gli opportuni interventi rivolti al risparmio energetico. Ottimizzare la produzione e l'uso dell'energia, promuovere l'uso delle fonti rinnovabili e contribuire alla riduzione dei gas ad effetto serra, infatti, devono essere considerati non opzioni ma necessità. Rendendo disponibile lo studio su WEB e dotandolo di un sistema interattivo di interrogazione ed una rappresentazione semplice su mappa, la Città di Laives vuole dare all'amministratore e al tecnico uno strumento per lo studio dei correttivi opportuni e al cittadino la possibilità di vedere ed interrogare i dati energetici degli edifici pubblici e invogliarlo ad investire in energie rinnovabili. I dati energetici vengono raccolti ed analizzati, secondo le classificazioni e normative vigenti, tramite un applicativo GIS (in italiano SIT - Sistema Informativo Territoriale) basato su web. Questa tecnologia, grazie alla semplicità di rappresentazione e consultazione, si sta diffondendo sempre più velocemente tra il popolo di internet. EcoGIS permette di rappresentare sulla cartografia del comune informazioni eterogenee in modo semplice ed intuitivo. Un utente può visualizzare le statistiche dei consumi rappresentate con una colorazione e cliccando su di un edificio può conoscere tutti i dati energetici ad esso legati. Allo stesso modo può valutare se il proprio tetto è adatto all'installazione di pannelli fotovoltaici.

Partners locali: EcoGIS, R3GIS

**Bolzano Sun Solar City (Città di Bolzano):** Bolzano Sun Solar City è un'applicazione web, basata sulla CTC - Carta Tecnica Comunale e realizzata dal SIT del Comune di Bolzano, che consente un'analisi del potenziale di sfruttamento dell'energia solare di tutti i tetti della città. Bolzano Sun Solar City è un nuovo modo di utilizzare il GIS: i dati sono stati trattati attraverso algoritmi innovativi e di ultima generazione. La navigazione territoriale, semplice, veloce e dinamica, è offerta e consentita a tutti i cittadini. Il Comune di Bolzano si è posto l'ambizioso obiettivo di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> (anidride carbonica, il principale gas climalterante) da 10 a 2 ton / abitante / anno entro il 2030. Questo risultato può essere raggiunto solamente con il coinvolgimento di tutti i cittadini, ognuno dei quali è chiamato a dare il proprio contributo. La strategia per raggiungere l'obiettivo comprende anche il ricorso all'utilizzo delle energie rinnovabili, quale quella, inesauribile, prodotta dal sole, in sostituzione delle energie fossili. Il Regolamento Edilizio del Comune (art. 19/ter) prevede già che le esigenze energetiche degli edifici nuovi o soggetti a ristrutturazione importante siano coperti per almeno il 25% (fabbisogno energetico totale) e per il 50% (fabbisogno energetico per la produzione di acqua calda sanitaria) mediante il ricorso a fonti rinnovabili. In questa ottica il Comune di Bolzano mette a disposizione degli utenti un servizio per individuare l'idoneità dei tetti all'installazione di pannelli solari, sulla base dei dati relativi alla radiazione solare e alle ore dirette di sole che interessano le falde dei tetti della città. Il servizio offerto permette di rilevare i punti potenzialmente adatti per l'installazione di pannelli solari; non vengono prese in considerazione l'idoneità statica dei tetti e gli aspetti economico - finanziari dell'intervento (conto energia, contributi, tempi di rientro dell'investimento), che restano a carico dei proprietari dei tetti.

Partners locali: SIT Comune di Bolzano

## 1.5 Situazione attuale della rete in Alto Adige

Globalmente, al 2020, come visto nella sezione 1.3, varie analisi prevedono una potenza totale installata di oltre 300 GW con 200 GW da installare nei prossimi 7 anni. Questo incremento potrebbe però essere rallentato da limitazioni infrastrutturali della rete elettrica dovute ad instabilità introdotte da sistemi distribuiti di produzione energetica di natura intermittente. Come sforzo di lungo termine, un miglioramento della infrastruttura elettrica si rende quindi necessario: ciò richiede un grande impegno da parte delle autorità locali ed investimenti a livello globale nell'ordine delle centinaia di miliardi di euro. Il costo per la trasmissione di energia su una infrastruttura che sta invecchiando è in aumento. Quindi, una soluzione di breve termine che possa evitare ritardi nell'installazione di impianti fotovoltaici giocherà un ruolo fondamentale ed è rappresentato dallo stoccaggio energetico anche in grandi quantità per consentire il disaccoppiamento tra generazione e dispacciamento.

In Alto Adige esistono due principali gestori della rete per la bassa e media tensione: SELNET e AE (Azienda Energetica Bolzano-Merano). Le competenze sull'alta tensione (oltre i 30 kV) appartengono a Terna, grande operatore di reti per la gestione della energia elettrica. Terna, attraverso **Terna Rete Italia**, gestisce la Rete di Trasmissione Nazionale con oltre 63.500 km di linee in alta tensione (Figura 6). L'analisi della rete viene effettuata ogni trimestre. I problemi di saturazione della rete sono presenti sia sulle parti a media e bassa tensione sia sulle linee ad alta tensione (highway). La saturazione virtuale o reale delle linee a MT rendono necessaria la costruzione di nuove cabine primarie o trasformatori<sup>7</sup>. L'Alto Adige non è attraversato da linee a 380 kV e la linea a 220 kV copre solo la parte occidentale. Il territorio orientale e centrale (Val d'Isarco e Val Pusteria) non è quindi attraversato da dette "highways". In aggiunta, a cominciare dagli anni Sessanta, non vi sono linee di interconnessione con l'Austria. Solo recentemente l'Unione Europea sta affrontando il problema cercando di creare una infrastruttura di reti europee ad alta tensione. Normative nazionali differenti, mancanza di finanziamenti e di una politica comune complicano l'attuazione di tale strategia.

A causa dei costi elevati al momento non è prevista in Italia la costruzione di nuove linee ad alta tensione; il governo assieme all'operatore di rete sta affrontando la problematica della saturazione delle reti con finanziamenti per casi studio di accumulo tramite grandi banchi di batterie.

L'infrastruttura elettrica a bassa e media tensione è interessata dalla presenza di impianti di produzione elettrica da fonti intermittenti quali il fotovoltaico. Entrambi i gestori, AE<sup>8</sup> e SELNET<sup>9</sup>, hanno dei piani di sviluppo strategici per migliorare la stabilità della rete negli anni a venire (basti pensare ai problemi in frequenza creati dagli inverter di sistemi intermittenti; la CEI 16 ha in ogni modo posto rimedio alla problematica con la possibilità da parte del gestore di staccare l'impianto). Vi sono infatti delle aree dove impianti di produzione da risorse rinnovabili intermittenti non sono più permessi. Ai sensi dell'art. 4 della Delibera ARG/elt 99/08 (TICA) e s.m.i. dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, i gestori di impianti di bassa e media tensione forniscono le indicazioni aggiornate in relazione alle disponibilità di capacità di rete, nello specifico relativamente:

- alle sezioni AT/MT delle cabine primarie per le quali è stata riscontrata l'inversione di flusso per una certa percentuale di ore all'anno

- ai livelli di criticità con riferimento alla rete di media e bassa tensione (suddivise per aree) e individuate tramite i colori ROSSO/

ARANCIONE/GIALLO/BIANCO in ordine di criticità decrescente.

Nelle "AREE CRITICHE" contrassegnate con il colore rosso, il gestore può prevedere l'attivazione dell'open season della durata di 3 mesi con le conseguenze per la pratica di connessione previste dalla Delibera citata.

La legislazione corrente prevede quindi una differenziazione delle aree tramite un sistema cromatico. Le aree rosse sono le più critiche ed in queste aree non è permesso installare tali impianti; aree gialle sono critiche, e caso per caso, il gestore della rete e l'authority decidono assieme sulla possibilità di nuove installazioni; nelle aree bianche è generalmente possibile installare nuovi impianti. Il colore grigio è riservato ad aree di competenza di altri operatori. Un eventuale installatore deve sempre far richiesta della situazione della rete nell'area di competenza, indipendentemente dal codice cromatico assegnato. Figura 7 mostra le criticità della rete rilevate da AE; nella lista di SELNET aggiornata al 30 settembre 2013, i 116 comuni altoatesini sono divisi in: 4 rossi, 84 arancioni, 5 gialli, 2 bianchi, 21 grigi. È quindi essenziale che in futuro si prevedano

- Investimenti su nuove infrastrutture e sostituzione di reti datate
- Nuove cabine di trasformazione per migliorare la capacità di trasformazione in entrambe le direzioni; in alcune aree il problema è che la domanda è minore dell'offerta in energia e gli attuali trasformatori hanno raggiunto il loro limite in capacità
- Migliorare la qualità della rete; nuovi sistemi di controllo dovranno essere installati
- Le aree critiche devono essere identificate nelle reti a bassa e media tensione
- L'introduzione di reti intelligenti

<sup>7</sup> Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di Enel Distribuzione S.p.A. 2013 – 2015

<sup>8</sup> <http://www.aereli.it/servizi-di-rete/utenti-attivi-produttori/aree-critiche.html>

<sup>9</sup> <http://www.sel.bz.it/it/lazienda/settori-di-attivita/energia-elettrica/distribuzione/aree-critiche-delibera-12510.html>





Figura 6: A sinistra, rete italiana a 380 kV al 31 dicembre 2011.  
A destra, rete italiana a 220 kV al 31 dicembre 2011



Figura 7: Aree critiche gestite da AE

# 2

## Calcolo dell'irraggiamento e del potenziale fotovoltaico

## 2.1 Metodologia utilizzata

Il primo input per una stima affidabile della produzione energetica da fotovoltaico è la conoscenza della radiazione solare incidente in un dato luogo. Esistono vari database di dati climatologici che includono valori medi di temperatura ed irraggiamento, utili per il calcolo della produttività da fotovoltaico. Il valore di insolazione annua su una certa superficie che tenga in conto dell'ombreggiamento di oggetti lontani e vicini, dell'inclinazione e dell'orientamento della superficie stessa è un parametro fondamentale per definire una soglia di idoneità economica di una eventuale installazione fotovoltaica. Uno dei database più utilizzati nel settore è PVGIS fornito gratuitamente dal Joint Research Centre "Intitute for Energy and Transport"<sup>10</sup>. Le aree alpine rappresentano un punto critico del database dove, per alcune località, la deviazione da valori medi misurati può arrivare fino ad un 30%.

Numericamente, il modo più semplice per stimare la produzione da fotovoltaico è basata sull'assumere come costante l'efficienza dei moduli,  $\eta$ :

$$E = \eta AH \quad [\text{kWh}]$$

dove H è l'insolazione annua (energia totale proveniente dal sole sul piano del modulo), A la superficie dei moduli FV. Sebbene questa semplice formula riesca a dare un'indicazione della produttività di un sistema FV, allo stesso tempo non tiene in conto di perdite dovute ad effetti come temperatura, ombreggiamento, effetti spettrali, perdite sui cavi, efficienza dell'inverter, sporcamento, etc. Il parametro che tiene in conto delle perdite e che viene usato per monitorare le performance di sistema nel tempo è chiamato Performance Ratio (PR) definito come

$$PR = \frac{E}{P_n} \frac{1000}{H}$$

Dove  $E/P_n$  viene definito come resa energetica del sistema,  $Y_f$ , mentre  $H/G_{STC}$  è la resa di riferimento a condizioni standard,  $Y_r$  (con  $G_{STC}=1000 \text{ W/m}^2$ ).

La conoscenza di valori tipici di PR permette di risalire a valori di produttività più vicini a valori reali.

$$E = PR \eta A H \quad [\text{kWh}]$$

L'uso della precedente equazione è equivalente ad utilizzare una efficienza di sistema piuttosto che quella dei singoli moduli. Vi sono altri metodi più complessi che riescono a tenere in considerazione anche delle fluttuazioni stagionali delle performance delle varie tecnologie fotovoltaiche (oggetto di studio dei progetti PV-Alps e Solar Tirol). Per lo scopo di questo studio si è ritenuto opportuno utilizzare la forma semplificata trattandosi solo di una stima del potenziale solare e della produttività.

La potenza installabile è stata quindi calcolata con la seguente formula

$$P_n = \eta A G_{STC} \quad [\text{kWp}]$$

Inoltre

$$Y_f = \frac{E}{P_n} = PR \cdot Y_r = PR \frac{H}{G_{STC}} \quad \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \right]$$

Con la produzione elettrica che ne consegue pari a

$$E = Y_f P_n \quad [\text{kWh}]$$

### Esempio 1 Calcolo potenziale fotovoltaico e producibilità

Insolazione,  $H=1200 \text{ kWh/m}^2$   
 Efficienza moduli,  $\eta=15\%$   
 Performance ratio,  $PR=0,8$  (impianto lato CA performante)  
 Area falda,  $A=100 \text{ m}^2$   
 Calcolo potenza nominale  $P_n = 0,15 \cdot 100 \text{ m}^2 \cdot 1 \text{ kW/m}^2 = 15 \text{ kW}_p$   
 Calcolo resa energetica  $Y_f = 0,8 \cdot 1200 \text{ kWh/m}^2 \cdot 1 \text{ m}^2/\text{kW} = 960 \text{ kWh/kW}_p$   
 Calcolo produzione elettricità (lato CA)  $E = 15 \text{ kW} \cdot 960 \text{ kWh/kW}_p = 14400 \text{ kWh}$   
 Efficienza reale del sistema  $\eta_{\text{sis}} = E/A/H = 14400/100/1200 = 12\%$

### Esempio 2 Producibilità di un impianto fotovoltaico

L'insolazione annua misurata all'aeroporto Bolzano Dolomiti ABD era pari a circa  $1600 \text{ kWh/m}^2$  su un'inclinazione di  $30^\circ$  negli anni 2011 e 2012. Performance Ratio tipici di sistemi fotovoltaici a campo aperto sono nell'ordine di  $PR=0,8$  sul lato corrente alternata. Per tecnologie con efficienze dell'ordine di  $15\%$ ,  $10\%$  e  $5\%$  si avrebbe quindi una produzione di  $192$ ,  $128$  e  $64 \text{ kWh/m}^2$ , rispettivamente. Un impianto FV installato su una superficie di  $50 \text{ m}^2$  andrebbe quindi a produrre circa  $9600$ ,  $6400$  e  $3200 \text{ kWh}$  rispettivamente.

La metodologia utilizzata in questo studio ha quindi previsto un calcolo delle superfici idonee per sistemi fotovoltaici in base all'insolazione incidente e, nel caso di aree urbane, andando a filtrare le superfici disponibili scorrendo i centri storici. L'insolazione incidente su falda è disponibile per i comuni di Bolzano, Laives e Bressanone tramite catasti solari (capitolo 3). Per le altre zone si è andati ad utilizzare database esistenti (per esempio, PVGIS11) o si è proceduto al calcolo in base a parametri geometrici.

Il secondo passo ha previsto l'utilizzo di una efficienza per i moduli pari al  $15\%$  (efficienza tipica di moduli policristallini) per il calcolo del potenziale installabile ed un Performance Ratio di  $0,8$  per il calcolo della producibilità elettrica. È chiaro che sia l'efficienza che il parametro di performance tendono ad aumentare negli anni grazie a miglioramenti tecnologici, maggiore conoscenza e cura nelle installazioni. Per quanto riguarda il parametro delle performance di sistemi FV (PR), si è assistito ad un miglioramento progressivo negli ultimi 30 anni con in parallelo una diminuzione dello scostamento

valori medi (Tabella 3)<sup>12, 13, 14, 15</sup>. Ciò è avvenuto grazie a miglioramenti nei sistemi di monitoraggio e nella qualità delle installazioni, minor perdite di sistema, etc.

Anno	Sito	Range di PR	PR medio
1980s	mondiale	0.50 - 0.75	Stime individuali
1990s	mondiale	0.25 - 0.90	0.66
1990s	mondiale	0.50 - 0.85	0.65 - 0.70
1990s	Germania	0.38 - 0.88	0.67
2000s	Francia	0.52 - 0.96	0.76
2000s	Belgio	0.52 - 0.93	0.78
2000s	Taiwan	<0.3 - >0.9	0.74
2000s	Germania	0.70 - 0.90	0.84

Tabella 3: Valori tipici di PR

## 2.2 Calcolo del potenziale fotovoltaico e irraggiamento su facciate

Il calcolo del potenziale di sistemi fotovoltaici installati in facciata è stato effettuato per la zona industriale di Bolzano Sud edificio per edificio unendo sopralluoghi diretti con l'uso di sistemi GIS e database disponibili online quale StreetView di Google. L'intenzione è quella di identificare parametri che possano essere utilizzati in altre aree industriali che abbiano caratteristiche simili a quella di Bolzano. Un parametro che possa facilmente essere utilizzato in altre zone (esempio, zona industriale di Bressanone, Merano, Laives, etc.) può essere rappresentato dal rapporto tra area idonea per installazioni FV in facciata e area orizzontale totale lorda. Per la zona industriale di Bolzano si è utilizzato un parametro di riduzione della superficie disponibile in facciata pari al 50% per tenere in considerazione la parte vetrata delle finestre. Questo parametro è derivato dall'ispezione visiva di impianti esistenti. Tabella 4 riassume i valori calcolati per le vie principali della zona industriale di Bolzano dove sono stati identificati edifici idonei per l'installazione di facciate FV. Questi edifici sono orientati verso sud (circa 10 gradi Ovest rispetto a Sud) e non soffrono di particolari ombreggiamento da altri edifici frontalieri (Figura 8 e Figura 9).

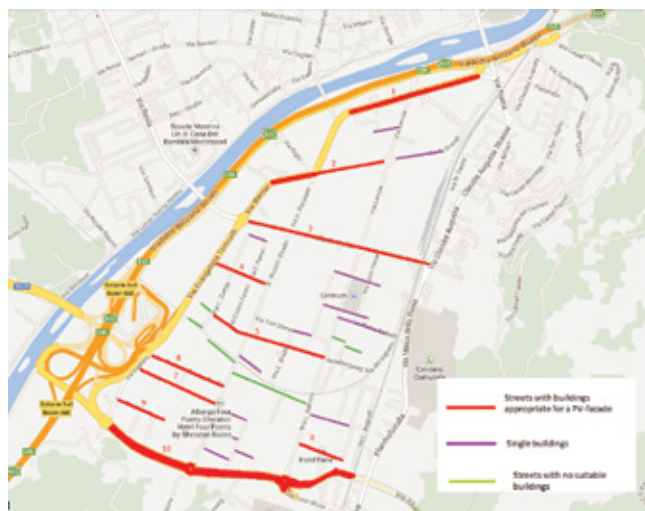


Figura 8: Strade della zona industriale di Bolzano con edifici considerati idonei per l'installazione di facciate FV



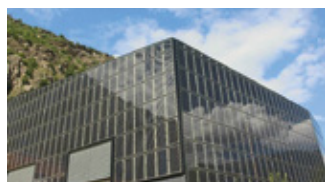
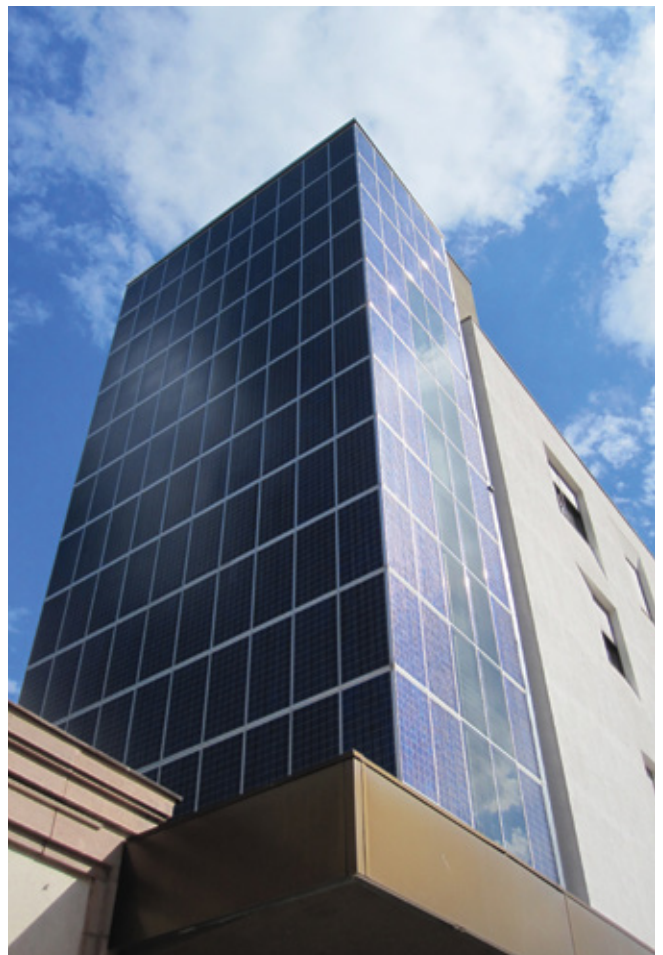
Figura 9: Identificazione degli edifici considerati (in giallo) per il calcolo del potenziale FV in facciata

- 12 U. Jahn, et al "International Energy Agency PVPS Task 2: Analysis of the operational performance of the IEA Database PV systems," in 16th EUPVSEC, Glasgow, United Kingdom, 2000
- 13 U. Jahn, et al "Achievements of task 2 of IEA PV power systems programme: final results on PV system performance," in 19th EUPVSEC, Paris, France, 2004, pp. 7-11
- 14 N. H. Reich, et al, "Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?," Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 20, no. 6, pp. 717-726, 2012.
- 15 J. Leloux, et al, "Performance Analysis of 10,000 Residential PV Systems in France and Belgium," 2011

	Via	Numero di edifici	Superficie PV [m <sup>2</sup> ]
1	Galileo Galilei	8	1581
2	Werner von Siemens	9	1630
3	Volta	5	2637
4	Edison	4	1180
5	Vittorio	10	4041
6	Giotto	9	3600
7	Altmann	9	2116
8	Kravogl	6	1002
9	Copernicus	4	2840
10	Einstein	12	3814
11	Single buildings	26	8753
	<b>Totale</b>	<b>102</b>	<b>33194</b>

**Tabella 4:** Numero di edifici e superficie disponibile per installazioni FV in facciata nella zona industriale di Bolzano

Per il caso di Bolzano, l'area orizzontale lorda occupata dalla zona industriale sud è di circa 2 km<sup>2</sup>. Il rapporto tra superficie verticale disponibile per installazioni FV e la superficie orizzontale è di circa 1,5%. Da questo parametro si può risalire ad una stima per la superficie verticale per facciate FV considerando aree industriali con caratteristiche simili a quella di Bolzano. Utilizzato per i casi di Laives, Bressanone e Merano (Sinigo), si può estrapolare una superficie verticale per facciate FV di circa 3000 m<sup>2</sup>, 8250 m<sup>2</sup> e 3900 m<sup>2</sup>. Considerando due casi con moduli semitrasparenti (10% di efficienza) e moduli opachi (15%) si ottiene una potenza nominale installabile a Bolzano (zona industriale) di circa 3,3 e 5 MW<sub>p</sub>, rispettivamente e di 5 MW<sub>p</sub> e 7 MW<sub>p</sub> se si considerano le principali zone industriali (Bolzano, Laives, Bressanone, Merano).



**Figura 10:** Esempi di impianti FV integrati in facciata. A sinistra: sede Autobrennero, Trento, impianto teleriscaldamento di Laces. A destra: Enzian Tower, Ex-Poste, Bolzano.

## 2.3 Confronto di dati misurati con database esistenti

Per Bolzano e Bressanone, l'irraggiamento dal database Climate-SAF PVGIS fornisce risultati in ottimo accordo con dati di produzione da impianti monitorati da EURAC. L'impianto installato in facciata dell'edificio ex-Poste è costituito da 5 inverter divisi sui due orientamenti, sud-est e sud-ovest. La producibilità del sistema FV varia quindi a seconda delle condizioni locali di ombreggiamento. In media l'energia elettrica prodotta è pari a circa 730 kWh/kW<sub>p</sub> e 770 kWh/kW<sub>p</sub> a sud-est e sud-ovest, rispettivamente. Esempio 3 dimostra il grado di affidabilità delle stime fornite dal sito PVGIS, database di irraggiamento Climate-SAF; il database (utilizzato fino al 2012) classic PVGIS, fornisce invece valori che sottostimano la produzione energetica fino al 20%.

### Esempio 3 Monitoraggio e PVGIS

L'Istituto per le Energie Rinnovabili di EURAC monitora la produzione da fotovoltaico dell'impianto installato su facciata (edificio ex-Poste, Bolzano, facciata sud-est e sud-ovest). L'insolazione annua e producibilità calcolata tramite il database PVGIS stima per questo impianto una produzione annua (PR circa 0,75) di

- Lato sud-est  
PVGIS climate-SAF 745 kWh/ kW<sub>p</sub>  
PVGIS classic 589 kWh/ kW<sub>p</sub>
- Lato sud-ovest  
PVGIS climate-SAF 808 kWh/ kW<sub>p</sub>  
PVGIS classic 626 kWh/ kW<sub>p</sub>

Queste considerazioni si dimostrano valide anche per l'impianto a terra installato all'aeroporto ABD di Bolzano, e l'impianto su falda installato sulla chiesa di Milland, Bressanone: entrambi gli impianti sono monitorati da EURAC (Figura 11). Anche per questi due impianti, di tipologia diversa, il database Climate-SAF si rivela più affidabile con produzione stimata di 1140 kWh/kW<sub>p</sub> per l'impianto su falda e di 1320 kWh/kW<sub>p</sub> per l'impianto a campo aperto, in accordo con dati misurati.

## 2.4 Altri studi sul calcolo di potenziale FV

Studi dedicati al calcolo del potenziale fotovoltaico esistono in letteratura focalizzati sul potenziale di installazioni su tetti. Lödl et al.<sup>16</sup> hanno pubblicato uno studio sul potenziale di tutto il territorio della Baviera utilizzando considerazioni puramente geometriche suddividendo gli edifici a seconda del tessuto urbano con un risultato finale di circa 25 GWp (2 kW<sub>p</sub> pro capite). Estendendo i valori incontrati per la Baviera, gli autori forniscono un valore indicativo per tutto il territorio tedesco di 161 GWp. Altri studi forniscono dati leggermente inferiori che vanno da 50 fino a 130 GW.<sup>17, 18</sup> Wiginton<sup>19</sup> et al hanno calcolato la superficie di falde disponibile nella regione canadese dell'Ontario utilizzando un fattore di moltiplicazione che teneva in conto della parte effettivamente idonea per installazione di impianti fotovoltaici, considerando quindi ombreggiamento, orientamento, inclinazione, etc. Il parametro conservativo utilizzato è stato calcolato in base a stime e ispezioni in loco documentate in

altri studi. Il valore del parametro è pari a 0,19 (coefficiente di falde idonee per orientamento, 0,625, coefficiente per ombreggiamento ed altri usi, 0,3); l'81% della superficie totale a disposizione viene quindi non considerato in quanto non idoneo per installazioni fotovoltaiche. È chiaro che questo metodo, non considerando l'insolazione media annuale sulle falde come discriminante ed utilizzando valori conservativi, può andare a sottostimare il valore finale della superficie disponibili. È comunque interessante sottolineare come Wiginton riesca a fornire un valore di 70 m<sup>2</sup> totali pro capite di falda, riportando dati per altre zone di 72 m<sup>2</sup> pro capite in tutta la Spagna, circa 20 m<sup>2</sup> in Brasile e UK. La superficie disponibile diminuisce inoltre con l'aumentare della densità abitativa. Applicando il parametro di filtraggio si arriva per la regione dell'Ontario ad un valore di circa 13 m<sup>2</sup> pro capite (pari a circa 2 kW<sub>p</sub> pro capite utilizzando moduli con efficienza pari al 15%). Uno studio simile per la Spagna porta a valori di circa 14 m<sup>2</sup> pro capite di tetto idoneo per installazioni fotovoltaiche (coefficienti utilizzati, coefficiente ombreggiamento, 0,43, coefficiente per altri utilizzi, 0,78, e coefficiente per considerare vuoti e rientranze, 0,58)<sup>20</sup>. Per quanto riguarda il caso specifico della Provincia di Bolzano, Schwarz<sup>21</sup> nel 2010 ipotizzava un potenziale su falda di circa 1 GW utilizzando il metodo descritto da Lödl dove i comuni sono stati assegnati a diverse categorie in base al numero di abitanti dove oltre l'83% della produzione proviene da zone rurali. Dalla produzione elettrica assegnata per abitante si riesce a risalire alla potenza pro capite di circa 6 kW<sub>p</sub> per zone rurali, 2,8 kW<sub>p</sub> in villaggi, 0,9 kW<sub>p</sub> in piccole città, e 0,4 kW<sub>p</sub> in insediamenti urbani medio grandi. Schwarz stimava inoltre una potenza installata al 2015, 2020 e 2050 di rispettivamente, 86, 183 e 475 MW. Come abbiamo visto nella sezione 1.2, questi valori di crescita del settore FV risultano già superati da dati reali. Vedremo poi in dettaglio come vi sia stata anche una sottostima del potenziale pro capite negli insediamenti urbani più popolati; emblematico è il caso di Bressanone dove risultano già installati 0,36 kW<sub>p</sub> pro capite. Questo dimostra quanto sia difficile stimare la crescita per un settore così dinamico come quello fotovoltaico.

16 Lödl, M, et al, Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland, 11. Symposium Energieinnovation, Graz, 2010

17 Kaltschmitt, M, Wiese, A, Erneuerbare Energieträger in Deutschland, Potentiale und Kosten; Springer Verlag Berlin, 1993

18 Quaschnig, V, Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 2000

19 Wiginton, LK, Nguyen, HT, e Pearce, JM, Quantifying rooftop solar photovoltaic potential for regional renewable energy policy, Computers, Environment and Urban Systems, 34 (4), 2010 345-357

20 Izquierdo, S, Rodrigues, M, and Fueyo, N, A method for estimating the geographical distribution of the available roof surface area for large-scale photovoltaic energy potential evaluations, Solar Energy 82(10), 929-939

21 Schwarz, S, The Potentials of Renewable Energy Sources in South Tyrol (master thesis), disponibile sul sito <http://www.provincia.bz.it/agenzia-ambiente/service/publicazioni.asp>



Figura 11: Impianto su facciata (ex-Poste), su falda (Chiesa di Milland) e a campo aperto (ABD)

# 3

## Potenziale fotovoltaico su falda



Per il calcolo del potenziale fotovoltaico su falda è necessaria la conoscenza della superficie totale disponibile. Tale computo può essere effettuato, andando ad aumentare in complessità, per approssimazione, su base statistica o utilizzando sistemi GIS con mappe degli edifici della zona interessata.

Una stima approssimativa delle superfici può partire quindi da valori medi di falda disponibile per abitante per tipologia residenziale. Fattori correttivi devono essere introdotti per eliminare superfici non idonee per l'installazione di sistemi fotovoltaici. Questi parametri possono variare da tetto a tetto, da zona a zona, con il conseguente rischio di utilizzare valori troppo conservativi che portano ad una sottostima del potenziale stesso.

In questo studio si è andati ad utilizzare l'insolazione media annua come discriminante per valutare l'idoneità dei tetti, sotto un punto di vista di sostenibilità economica, per installare sistemi fotovoltaici (si veda esempio 4). È chiaro che la soglia individuata potrà andare a variare con il mutare delle condizioni al contorno quali la presenza di incentivazione indiretta (incentivazione diretta è terminata con il 5° conto energia, incentivi indiretti potrebbero essere erogati per sistemi di accumulo), sgravi fiscali, prezzi dei componenti, etc.

La stima del potenziale fotovoltaico su falda su tutto il territorio provinciale deriva da due approcci aumentando di volta in volta la copertura del territorio.

- Stima fornita partendo da catasti solari esistenti (sezione 3.3)
- Valori per le aree rurali calibrate sullo studio Alta Val di Non (sezione 3.4)

#### Esempio 4 Semplice calcolo di sostenibilità economica di impianto fotovoltaico su falda (senza inflazione e manutenzione)

Potenza nominale impianto: 3 kW<sub>p</sub>  
 Costo impianto: 2500 Euro/kW<sub>p</sub>, 7500 Euro  
 Producibilità impianto annua: 1000 kWh/kW<sub>p</sub>, 3000 kWh  
**Insolazione annua per raggiungere producibilità (PR:0,8): 1250 kWh/m<sup>2</sup>**  
 Consumi annui: 3000 kWh  
 Autoconsumo diretto coperto da fotovoltaico: 30%, 900 kWh  
 Risparmio annuo in bolletta: 160 euro  
 Risparmio annuo in bolletta per contributo in conto scambio: 340 euro  
 Risparmio totale annuo: 500 euro  
**Tempo rientro investimento: 15 anni**

### 3.1 Catasti solari esistenti

Molte città europee si sono dotate, negli ultimi anni, di sistemi GIS per la gestione delle informazioni riguardanti la disponibilità di energia solare allo scopo di produrre energia elettrica. Il sito di Enbause GmbH<sup>22</sup>, ad esempio, rimanda a tutti i WebGIS realizzati da varie città della Germania (112 città al 19 settembre 2013). Un tool di questo tipo, in genere denominato "catasto solare", consente all'utente privato di selezionare un edificio della città e sapere quanto sia conveniente installarvi pannelli fotovoltaici; inoltre consente alle autorità locali di pianificare in maniera semplificata l'uso dell'energia solare, scegliendo con facilità le aree della città che più si prestano all'installazione di pannelli fotovoltaici.

Ciascuna delle città dotate di un catasto solare ha scelto di fornire informazioni diverse, come ad esempio:

- energia solare disponibile in un anno;
- ombreggiamento;
- producibilità elettrica;
- riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>;
- costo dell'investimento.

Un catasto solare permette di visualizzare su piattaforme web cartografiche una classificazione dei tetti della città in categorie in base all'energia solare disponibile in un anno. L'utente può osservare la distribuzione delle classi di irraggiamento sui singoli edifici e, selezionando il tetto di interesse, può aprire una tabella che indica la percentuale dell'area di impronta dell'edificio che appartiene a ciascuna delle classi, etc.

### 3.2 Catasto solare di Bressanone: metodologia

Nel progetto **PV-Initiative**, in collaborazione tra gli istituti per le energie rinnovabili e l'istituto per il telerilevamento, per lo sviluppo del modello accoppiato tra irraggiamento e produzione energetica, è stata utilizzata come prototipo la città alpina di Bressanone, prevedendo di generalizzare il modello per qualsiasi sito che si trovi in area montuosa. Per conoscere la distribuzione dell'irraggiamento su una certa area della superficie terrestre è necessario disporre di due set di informazioni che includano:

- la descrizione delle caratteristiche geografiche e topografiche del terreno (posizione relativa Sole-Terra, presenza di edifici, vegetazione e montagne);
- la descrizione dello stato dell'atmosfera (copertura nuvolosa, concentrazione di vapore acqueo, aerosol e gas assorbenti).

Per ricavare le informazioni sulla conformazione della porzione di superficie terrestre di interesse, è stato realizzato un modello digitale del terreno (DTM) per Bressanone a partire da un rilievo LiDAR<sup>23</sup> della città e da un modello della superficie (DEM) per un'area che si estende oltre i confini della città. Il modello descrive l'influenza dell'atmosfera sull'irraggiamento al suolo, con livelli di accuratezza crescenti:

- il primo livello è basato su una parametrizzazione dell'atmosfera e su misure di irraggiamento effettuate da un piranometro<sup>24</sup> a terra posto nella stazione di misura più vicina a Bressanone;
- il secondo livello prevede l'impiego di un modello di trasferimento radiativo per la stima della radiazione solare incidente, nota la struttura verticale dell'atmosfera;
- il terzo livello prevede l'uso di misure indirette della composizione atmosferica, ottenute da radiometri a bordo di satelliti meteorologici.

**Potenziale Solare [kWh/m<sup>2</sup>]:** energia solare disponibile per unità di superficie in un fissato intervallo temporale, nel campo delle onde corte (per lunghezze d'onda comprese circa tra 0.2 e 4 μm) considerando l'esposizione della superficie, la sua inclinazione e l'ombra di edifici vicini e di oggetti remoti.

22 <http://www.enbause.de/solar-geothermie/fotovoltaik/staedte-mit-solkataster.html>

23 Laser Imaging Detection and Ranging; tecnica di telerilevamento che permette di determinare la distanza di un oggetto o di una superficie utilizzando un impulso laser

24 Sensore per la misurazione dell'irraggiamento

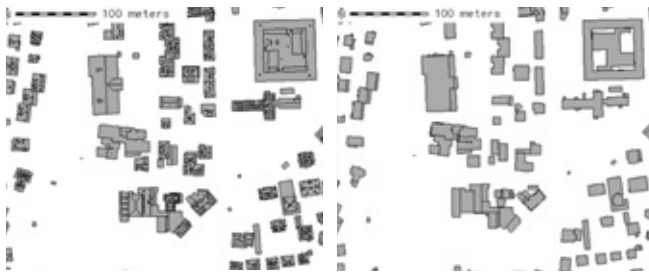


Figura 12: A sinistra, mappa dei particolari dei tetti e di tutte le aree edificate di Bressanone. A destra, risultato dell'intersezione tra la mappa dell'edificato e quella riportata a sinistra.

I risultati ottenuti sono basati sul primo livello di accuratezza nella descrizione dell'atmosfera e sono resi fruibili attraverso un WebGIS per Bressanone<sup>25</sup>. Di seguito verranno descritte le fasi dell'elaborazione del WebGIS per lo sfruttamento dell'energia solare per la città di Bressanone.

### 3.2.1 Classificazione degli edifici di Bressanone in base al potenziale solare

La mappa della radiazione solare totale annua è stata elaborata in ambiente GRASS GIS<sup>26</sup> per ottenere una classificazione dei tetti della città. Utilizzando la mappa catastale degli edifici di Bressanone sono stati estratti dalla mappa raster della radiazione solo i pixel che appartengono ad aree edificate.

La mappa delle superfici di interesse è stata ricavata dall'intersezione della mappa catastale dell'ingombro degli edifici con la carta che rappresenta, con estremo livello di dettaglio, i tetti della città, in modo da includere nell'analisi non soltanto i tetti, ma anche eventuali terrazzi e altre superfici che si prestino all'installazione di pannelli. Entrambe le mappe sono state fornite dalla società ASM Bressanone SpA. Dalla mappa catastale sono stati filtrati tutti gli elementi che non rappresentano edifici, ma strade, muretti, cortili (Figura 12 e Figura 13). Inoltre sono stati esclusi dall'analisi tutti gli oggetti che hanno una superficie inferiore ad 1 m<sup>2</sup> perché essi non sono significativi per l'analisi. È stata esaminata la distribuzione spaziale della radiazione (Figura 14): essa presenta 2 picchi intorno a 1000 e 1100 kWh/m<sup>2</sup>, in corrispondenza dell'inclinazione più frequente delle superfici considerate, che risultano per lo più piane. Sono state fissate 3 soglie, tenendo conto della distribuzione spaziale dei dati e delle scelte fatte in precedenza per l'elaborazione di altri catasti solari europei, e sono state individuate 4 classi di pixel, come indicato in Tabella 5.

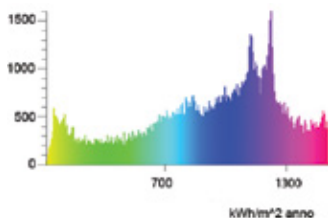


Figura 14: Istogramma della distribuzione spaziale della radiazione totale annua sugli edifici. Sull'asse delle ascisse è rappresentata la radiazione in kWh/m<sup>2</sup> annui; in ordinata è riportato il numero di pixel che presentano un certo potenziale solare.

Il catasto solare di Bressanone fornisce quindi la classe di potenziale solare anche all'interno della stessa falda.

Altri catasti usano procedimenti simili per il calcolo dell'irraggiamento ma mediano il potenziale solare sulla falda come nel caso di Laives e Bolzano; assieme al valore di irraggiamento viene anche

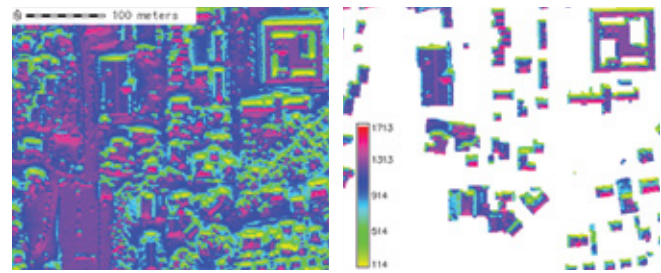


Figura 13: A sinistra, mappa della radiazione solare totale annua corretta con i dati misurati a terra. A destra, estrazione degli edifici dalla mappa della radiazione

dato l'orientamento degli edifici (come valore o come ulteriore suddivisione in classi) e l'angolo di inclinazione. Grazie a questi parametri risulta quindi possibile tenere in conto del fatto che su **tetti piani** i moduli vengono installati su strutture di supporto con una certa inclinazione. In questo caso si deve tenere conto dell'auto ombreggiamento assicurando una certa distanza tra le file. Questa possibilità è stata tenuta in conto nel computo del potenziale assumendo un **fattore di correzione 0,5** della efficienza del sistema sull'intera superficie disponibile (esempio: efficienza sistema su falda inclinata 15%, efficienza sistema su tetto piano 7,5%).




CLASSE	POTENZIALE SOLARE	COLORE	VALUTAZIONE
1	> 1200 kWh/m <sup>2</sup>		MOLTO ADATTO
2	1000 - 1200 kWh/m <sup>2</sup>		ADATTO
3	800 - 1000 kWh/m <sup>2</sup>		MEDIAMENTE ADATTO
4	< 800 kWh/m <sup>2</sup>		INADATTO

Tabella 5: Esempio di divisione in classi di insolazione solare annua per la città di Bressanone

### 3.3 Ambiti urbani compatti

Il catasto solare per l'intera città di Bressanone è stato calcolato all'interno del progetto Città Solare, 2012 ERDF Project PV-Initiative 2-1a-97 [1] in collaborazione con il Comune di Bressanone. Il catasto solare di Bolzano e Laives sono stati forniti gentilmente dalle corrispondenti municipalità<sup>27, 28</sup>. I valori di insolazione per la città di Bolzano sono generalmente bassi se confrontati con dati monitorati e sono stati quindi ricalcolati basandosi su valori presenti nel catasto solare di Laives; circa 50 edifici sul confine tra i due comuni sono di fatto presenti in entrambi i database. I catasti solari come descritto nella sezione 3.2.1, dividono l'idoneità del potenziale solare sulle falde in classi. Solo la classe con valori di insolazione  $H > 1200$  kWh/m<sup>2</sup> annui viene considerata come idonea in quanto economicamente sostenibile per eventuali installazioni di moduli fotovoltaici. Il monitoraggio su campo ed il database PV-GIS permettono una stima della produzione media annuale in kWh per kW di picco installato (resa energetica, lato CA) per i casi studio sopra citati. Tipici valori di resa energetica sul lato CA sono nel range di 1100-1150 kWh annui per kW<sub>p</sub> dove sono incluse tipiche perdite di sistema (circa 20% di perdite dovute a temperatura, basso irraggiamento, riflettanza, cablaggio, inverter, ecc).

Il database nazionale fornito dal GSE5 fornisce la capacità FV già installata in provincia e nel dettaglio nei vari comuni.

<sup>25</sup> <http://www.eurac.edu/it/research/institutes/renewableenergy/pvinitiative/pvMap.html>

<sup>26</sup> Software open source per analisi e management di informazioni geospaziali

<sup>27</sup> Progetto Catasto Laives, ringraziamenti a Sergio Segala, Paolo Viskanic (R3GIS) e Silvia Franceschi (HydroloGIS)

<sup>28</sup> Progetto Bolzano Sun Solar City

Utilizzando il valore di insolazione come discriminante e la superficie della falda è quindi possibile risalire al potenziale fotovoltaico ipotizzando alcuni parametri quali l'efficienza dei moduli ed alla corrispondente produzione elettrica includendo tipiche perdite di sistema associate ad impianti integrati architettonicamente.

Il potenziale fotovoltaico globale non filtrato su tetti di Bressanone risulta essere di circa 155 MW<sub>p</sub>. Considerando solo tetti in classe 1 questo valore si riduce di circa il 60% scendendo ad un valore di 60 MW<sub>p</sub> ai quali corrisponderebbe una produzione elettrica di 66 GWh annui. Se si escludono i tetti in classe 1 presenti nel centro storico si ha un'ulteriore riduzione del 12% con un potenziale fotovoltaico finale di 53 MW<sub>p</sub>. Figura 15 mostra il potenziale fotovoltaico installabile a Bressanone integrato su aree pari a 100m x 100m escludendo il centro storico. Allo stato attuale (settembre 2013), la potenza di picco installata a Bressanone è di 7,4 MW<sub>p</sub> (0,36 kW<sub>p</sub>/abitante, 26 kW<sub>p</sub> potenza media impianti). È interessante sottolineare come la superficie disponibile di falda per abitante (includendo anche edifici pubblici e zona industriale e artigianale) passi da un valore globale di 49 m<sup>2</sup>/abitante ad un valore filtrato per tetti idonei (senza centro storico) di 17 m<sup>2</sup>/abitante. Questo valore è in linea con risultati riportati nella sezione 2.4.

nelle seguenti considerazioni si è ipotizzato una efficienza dei moduli pari al 15% ed un PR di 0,8

Seguendo un approccio simile, il potenziale totale dei tetti nel comune di Bolzano senza applicare filtri risulta essere nell'ordine di 585 MW<sub>p</sub>. Escludendo tutti i

tetti con insolazione inferiore a 1200 kWh/m<sup>2</sup>, il potenziale fotovoltaico stimato per Bolzano è di circa 250 MW<sub>p</sub> con una riduzione di circa 57%. Nel caso di Bolzano il centro storico incide con una riduzione ulteriore del 10%. Il potenziale reale finale su tetto per la città di Bolzano è quindi di 198 MW<sub>p</sub> se si considerano solo tetti piani, tetti con orientamento da Ovest a Est, tetti in classe 1 e senza il centro storico (Figura 16). A questo valore corrisponderebbe una produzione di 205 GWh annui. La superficie pro capite disponibile su falda si riduce da 37 m<sup>2</sup> a 12,5 m<sup>2</sup> una volta applicati i filtri. Figura 17 mostra il potenziale fotovoltaico installabile a Bolzano integrato su aree pari a 100m x 100m escludendo il centro storico. La potenza di picco installata a settembre 2013 per la città di Bolzano è di 13,8 MW<sub>p</sub> (0,14 kW<sub>p</sub>/abitante, 55 kW<sub>p</sub> potenza media impianti). È interessante notare come le riduzioni dovute ai filtri in irraggiamento e centro storico risultino essere molto simili per Bressanone e Bolzano (Figura 16). Questo trend potrebbe essere applicato ad altre città alpine di simili dimensioni.

Per la città di Laives, il potenziale non filtrato è di 111 MW<sub>p</sub> che si riduce a 65 MW<sub>p</sub> se si considerano solo i tetti con insolazione in classe 1.

La Tabella 6 riassume i risultati principali dei tre casi studio. La potenza installabile per persona risultante da valori di potenziale filtrati aumenta con il diminuire della popolazione dovuta ad una minore densità di popolazione come già discusso nella sezione 2.4 a pagina 32. Se si assume un valore conservativo di circa 2,5 kW<sub>p</sub>/persona (valore già raggiungibile nel breve termine da piccoli insediamenti presenti sul territorio, per esempio Prato allo Stelvio con 2 kW<sub>p</sub>/abitante), applicato a tutto il territorio, il potenziale fotovoltaico su falda di tutta la Provincia risulterebbe essere nell'ordine di **1,25 GW**.

Il valore di 1,25 GW non tiene in conto di due importanti fattori: 1) non tutti i tetti possono sopportare il peso aggiuntivo di un'eventuale installazione fotovoltaica in quanto sono stati dimensionati solo per il carico di neve, 2) le superfici a disposizione possono essere utilizzate per l'installazione di collettori solari per il riscaldamento e raffrescamento e acqua calda sanitaria. Un approfondimento delle analisi delle superfici dovrebbe quindi tenere in conto della possibile competizione/sinergia tra le due tecnologie. Un'indicazione molto semplificata può essere data utilizzando i seguenti parametri:

consumo pro capite per acqua calda sanitaria (ACS), 25 kWh/m<sup>2</sup>; consumo pro capite per il riscaldamento (case ristrutturate o nuove), 50 kWh/m<sup>2</sup>; superficie per persona in centri abitati, 30 m<sup>2</sup>. Per riportare un esempio pratico, per coprire l'80% del fabbisogno pro capite di ACS ed il 30% del fabbisogno pro capite in riscaldamento (1050 kWh/pro capite), si necessita di almeno 3 m<sup>2</sup> di collettori termici (produzione di energia di circa 300-350 kWh/m<sup>2</sup>). Questo valore andrebbe ad incidere riducendo la superficie su falda pro capite idonea per impianti fotovoltaici di un 17% a Bressanone e di un 24% a Bolzano (Figura 18).

Città	Potenza installata [MW <sub>p</sub> ]	Potenza installabile pro capite [kW <sub>p</sub> /persona]	Energia [GWh]
Bressanone	60 (classe 1)	3	66*
	53 (classe 1, senza centro storico)	2,7	58*
Bolzano	247 (classe 1)	2,4	255*
	226 (classe 1, senza centro storico)	2,2	233*
	198 (classe 1, senza centro storico, solo S,O,SO,SE,E)	2,1	224*
Laives	65 (classe 1)	3,8	72*

Tabella 6: Riassunto dei potenziali FV calcolati sui casi studio Bressanone, Bolzano e Laives.

\*Considerando il 20% di perdite, 15% di efficienza dei moduli, 75% di efficienza per moduli installati su tetto piano

### 3.4 Lo studio per l'Alta Val di Non come modello per aree rurali

Nel progetto finanziato da fondi FESR della Provincia di Trento, l'Istituto per le Energie Rinnovabili di EURAC ha svolto uno studio sulle fonti energetiche ed il loro potenziale dell'Alta Val di Non, area limitrofa alla Provincia di Bolzano e che presenta caratteristiche simile a quelle di altri insediamenti alpini delle valli del territorio altoatesino. Nello studio sono stati considerati scarti di segheria, reflui zootecnici ed energia del sole con l'obiettivo di mettere a punto un Piano Energia che analizzi nel dettaglio tutte le potenzialità dell'area. Il territorio alpino, caratterizzato da insediamenti di piccola dimensione e da una notevole ricchezza di risorse, è un ambito privilegiato per la sperimentazione di nuovi sistemi per l'autosufficienza energetica. Vanno in questa direzione i piani di sviluppo energetico progettati su scala territoriale o regionale per sfruttare le sinergie tra i comuni e puntare all'efficiamento energetico di intere valli o ambiti territoriali.

Il potenziale solare dell'area ammonta a 44 MW<sub>p</sub> (considerando insolazione sulla falda dei tetti H>1200 kWh/m<sup>2</sup> ed efficienza dei moduli del 15%) con una possibile produzione energetica di circa 49 GWh (20% di perdite totali di sistema). È interessante notare come il potenziale FV pro capite per la zona Alta Val di Non sia di circa 6,4 kW/persona (92 m<sup>2</sup> superficie totale in falda pro capite contro i circa 50 m<sup>2</sup> pro capite per Bressanone e Laives e 40 per Bolzano). In realtà, si deve prestare particolare attenzione all'uso di questi dati in quanto si deve tener conto del fatto che non tutte le case risultano occupate durante l'anno (per esempio nel caso di case vacanze). Per il caso specifico dell'Alta Val di Non, il 50% delle abitazioni risulta non occupato<sup>29</sup>. La potenza installabile e di conseguenza la potenza pro capite si dimezzerebbero, quindi, in caso vengano considerate solo abitazioni effettivamente occupate con un risultato finale per la potenza installabile, l'energia prodotta e la potenza installabile pro capite, rispettivamente di circa 22 MW<sub>p</sub>, 25 GWh, 3,2 kW<sub>p</sub>/persona (46 m<sup>2</sup> superficie globale in falda pro capite, 21 m<sup>2</sup> per persona di superficie idonea per installazioni fotovoltaiche). Partendo da questo parametro e ragionando in modo conservativo per la popolazione altoatesina non residente nei maggiori insediamenti urbani (circa 250.000 abitanti) si arriva ad un potenziale di circa 0,875 GW fuori dalle aree urbane (3,5 kW<sub>p</sub>/abitante) e di 0,625 GW per le aree urbane (2,5 kW<sub>p</sub>/abitante) per un totale di 1,5 GW (3 kW<sub>p</sub> pro capite).

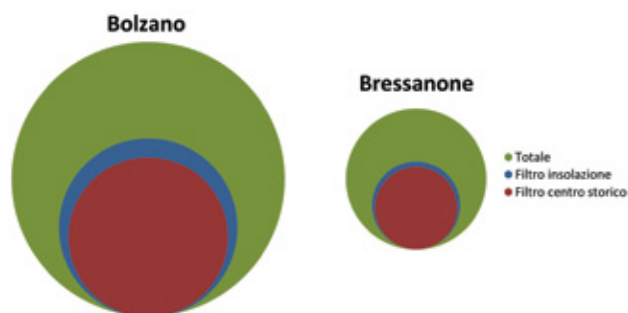


Figura 16: Divisione delle superfici su falda dopo l'applicazione dei filtri insolazione e centro storico per le città di Bolzano e Bressanone

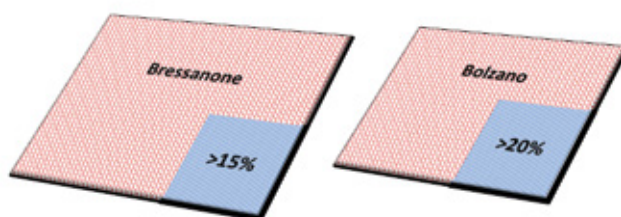


Figura 18: Ipotesi di copertura con collettori termici per coprire 80% di ACS ed il 30% di fabbisogno in riscaldamento. 17 m<sup>2</sup> di falda idonea pro capite a Bressanone e 12,5 m<sup>2</sup> a Bolzano.

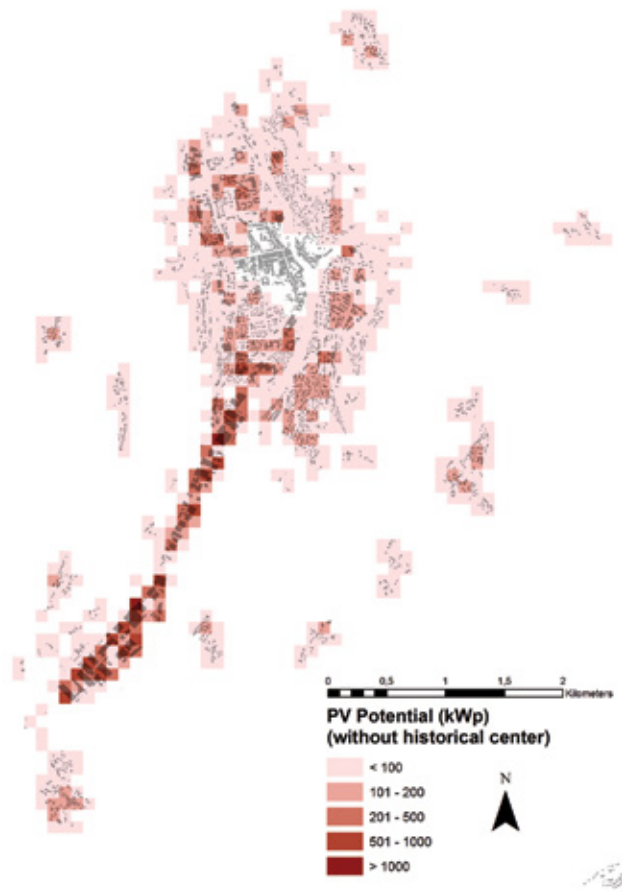


Figura 15: Potenziale fotovoltaico di Bressanone con centro storico filtrato integrato su aree 100m x 100m



Figura 17: Potenziale fotovoltaico di Bolzano con il centro storico filtrato integrato su aree 100m x 100m

# 4

## Uso intelligente del territorio

Nel capitolo 3 abbiamo valutato quanto possa essere il potenziale fotovoltaico su falda in Alto Adige. In precedenza, si è accennato al fatto che impianti di piccole dimensioni come le installazioni su tetto soffrono per la maggior parte dei casi di problemi legati ad ombreggiamento, insufficiente ventilazione, impossibilità di seguire il punto più luminoso per massimizzare la produzione, etc. Impianti di queste dimensioni hanno quindi un impatto molto importante sull'utenza alla quale sono allacciati ma in misura molto minore, se non in presenza di grandi numeri, sulla produzione elettrica provinciale. Per continuare con il trend positivo e poter quindi raggiungere gli scopi e le tempistiche dettate dalle linee guida del pacchetto KlimaLand, risulta necessario trovare un bilancio che coniughi una crescita sostanziale di impianti di piccole dimensioni con alcuni impianti di medie dimensioni. Fermo restando che l'installazione di impianti a campo aperto non sarà più permessa dovuto all'impatto visivo e ambientale (specialmente in aree alpine) ma anche perché percepita come inefficiente da un punto di vista spaziale (specialmente se a discapito di aree agricole), si rivela quindi importante analizzare altre aree per installazioni di impianti di medie dimensioni: aree candidate per l'installazione di tali impianti sono i capannoni industriali e terreni di privati alle quali si devono trovare soluzioni da affiancare che esplorino l'uso di superfici non convenzionali al momento non considerate.

### 4.1 Valutazione legislazione vigente

La Provincia Autonoma di Bolzano promuove lo sviluppo delle energie rinnovabili e l'innovazione ad esse legate attraverso due strumenti incentivanti: Legge provinciale n. 4 del 19 febbraio 1993 e Legge provinciale n. 4 del 13 febbraio 1997; le due norme costituivano le discipline fondamentali per gli aiuti allo sviluppo del settore delle energie rinnovabili riservate, rispettivamente, ai privati e alle imprese. Il quadro complessivo delle autorizzazioni richieste per l'installazione di impianti di produzione da fonti energetiche rinnovabili è riassunto nella Tabella 7.

Tipologia impianto	Potenza installata	Procedimento	Ente Competente
Solare fotovoltaico	P < 20 kW <sub>p</sub>	Procedura abilitativa semplificata	Comune
	P > 20 kW <sub>p</sub>	Autorizzazione unica	Provincia
Eolico	P < 60 kW <sub>p</sub>	Procedura abilitativa semplificata	Comune
	P > 60 kW <sub>p</sub>	Autorizzazione unica	Provincia
Idraulico	P < 100 kW <sub>p</sub>	Procedura abilitativa semplificata	Comune
	P > 100 kW <sub>p</sub>	Autorizzazione unica	Provincia
Biomasse	P < 200 kW <sub>p</sub>	Procedura abilitativa semplificata	Comune
	P > 200 kW <sub>p</sub>	Autorizzazione unica	Provincia
Gas di di scarica	P < 250 kW <sub>p</sub>	Procedura abilitativa semplificata	Comune
	P > 250 kW <sub>p</sub>	Autorizzazione unica	Provincia

Tabella 7: Autorizzazioni richieste per l'installazione di impianti di produzione da FER

Il riferimento normativo a livello nazionale rimane il DL 387/2003, sul quale però la Provincia Autonoma di Bolzano non ha emanato alcuna normativa locale in materia di autorizzazioni. Tuttavia con Decreto Provinciale n. 52/207 la Provincia ha dettato i criteri per l'autorizzazione d'impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile derivando il regolamento di esecuzione alla legge urbanistica provinciale; per sistemi fotovoltaici valgono le seguenti disposizioni<sup>30</sup>:

- È vietata l'installazione di pannelli fotovoltaici su edifici soggetti alla tutela dei beni culturali;
- Nel verde agricolo l'installazione è ammessa solo parallelamente al tetto o alle facciate di fabbricati;
- Sulle aree libere di verde nelle zone residenziali non è ammessa l'installazione di pannelli fotovoltaici;
- Sulle aree libere e di verde nelle zone produttive non è ammessa l'installazione di pannelli fotovoltaici;
- Sulle serre è vietata l'installazione di pannelli fotovoltaici;

Nel verde alpino, sui prati e pascoli alberati, nel bosco e nell'area rocciosa montana l'installazione di pannelli fotovoltaici è ammessa sui tetti a copertura del fabbisogno domestico dell'edificio esistente.

Come si evince dagli articoli del Decreto l'installazione d'impianti fotovoltaici non è ammessa al suolo; ci sono, tuttavia, delle considerazioni da fare riguardo l'uso di superfici che non ricadono in specifiche classificazioni: spazi associati a rete stradale, linee ferroviarie, cave in disuso, discariche esaurite, dove l'installazione è soggetta alla valutazione della Ripartizione provinciale dei Beni Culturali o dell'ente preposto.

### 4.2 Valutazione possibili sviluppi legislativi

La crescita largamente non prevista del settore fotovoltaico in Italia ed a livello globale in generale è dovuta principalmente all'introduzione di tariffe incentivanti che sono andate a calare col tempo seguendo il calo dei prezzi dei sistemi fotovoltaici. In Italia le tariffe incentivanti medie (ottenute dividendo il costo annuo per la potenza incentivata considerando una resa media di 1200 kWh/kW<sub>p</sub>, dati GSE ed estrapolazione EURAC) sono state di 0,486, 0,401, 0,345, 0,272 e 0,103 per i vari Conto Energia che si sono susseguiti. Il V ed ultimo Conto Energia è finito ad Agosto 2013 avendo raggiunto il limite di 6,7 miliardi di euro annui in incentivi. Per una possibile crescita del settore fotovoltaico fuori da sistemi incentivanti in impianti residenziali è ora richiesto un passaggio di paradigma dal guadagno al risparmio. Le detrazioni fiscali IRPEF tuttora esistenti e prorogate di anno in anno permettono di avere un tempo di ritorno di investimento simile a quello in presenza di sistemi incentivanti; sparisce però la componente guadagno presente in precedenza per i primi 20 anni.

Il settore fotovoltaico potrebbe però beneficiare di incentivi indiretti su sistemi ausiliari quali i sistemi di stoccaggio. In paesi come la Germania gli incentivi per sistemi di accumulo sono già realtà, in altri come gli Stati Uniti si lavora su uno Storage Act. In Italia la situazione è più complessa. Infatti, dopo l'introduzione della tariffa omnicomprendensiva nel V Conto Energia che, grazie agli incentivi sull'autoconsumo diretto, andava verso una consapevolezza maggiore da parte dell'utente finale sull'utilizzo diretto di energia prodotta in loco, l'uso di sistemi di accumulo sul lato DC per massimizzare la

quota autoconsumata si rivelava incompatibile<sup>31</sup>. L'Aeeg (Autorità per l'energia elettrica e il gas) è arrivata perfino ad ipotizzare l'introduzione di oneri di sistema che vadano a colpire anche la quota autoconsumata. Affinché il settore FV possa beneficiare di una seconda ondata di incentivi, seppure di minore entità ed in modo indiretto, è quindi importante che si vada a facilitare l'introduzione di apparecchi ibridi inverter/sistemi di accumulo che permettano all'utente di lavorare, a seconda del dimensionamento dell'impianto, per alcuni periodi essenzialmente ad isola in un regime di auto-sufficienza. Si noti che in Italia la norma CEI 0-21 pubblicata a giugno 2012 non vieta la possibilità di realizzare impianti di produzione fotovoltaica con idonei sistemi di accumulo e che sono in corso lavori normativi del Ct 316 per aggiornare la norma CEI 0-21 e definire le prescrizioni di sicurezza e di misura dei flussi di energia.

Il settore dovrebbe inoltre beneficiare della direttiva europea 2009/28/CE, recepita in Italia con il decreto legislativo n.28 del 3 marzo 2011, che regola la promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili con l'obbligo di integrazione delle fonti stesse negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti. In particolare si afferma che le disposizioni non si applicano agli edifici come descritti nel codice dei beni culturali e del paesaggio, e a quelli specificamente individuati come tali negli strumenti urbanistici, qualora il progettista evidenzi che il rispetto delle prescrizioni implica un'alterazione incompatibile con il loro carattere o aspetto, con particolare riferimento ai caratteri storici e artistici.

L'allegato 3 in particolare quantifica la Potenza minima di impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, misurata in kW, calcolata secondo la seguente formula:

$$P = \frac{1}{K} S$$

Dove S è la superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno, misurata in m<sup>2</sup>, e K è un coefficiente (m<sup>2</sup>/kW) che assume i seguenti valori:

- a) K = 80, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- b) K = 65, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;
- c) K = 50, quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2017.

#### Esempio 5 Direttiva sull'installazione impianti rinnovabili FV

Nel 2017, su un edificio nuovo o sottoposto a ristrutturazione rilevante, con una superficie in pianta di 200 m<sup>2</sup> si dovranno installare

$$P = \frac{1}{50} 200 = 4 \text{ kW}$$

4 kW di impianti di generazione di energia elettrica. Se si assume una efficienza dei moduli del 15%, si andrebbe ad occupare una superficie in falda di circa 27 m<sup>2</sup>.

#### Esempio 6 Calcolo semplificato del contributo della direttiva su nuove installazioni FV

Annualmente, in relazione all'area totale in pianta di tutte le superfici abitative (ricavata dalla superficie dei tetti), si hanno i seguenti interventi:

1% di ristrutturazioni edilizie

0,2% di nuove superfici

Utilizzando i coefficienti K definiti in precedenza, si avrebbe un valore di potenza installata in impianti fotovoltaici pari a circa **34 MW** (15% efficienza moduli) fino al 2020.

### 4.3 Individuazione di zone di interesse

In parallelo all'auspicabile crescita di sistemi installati su tetto, legata alla volontà di tanti piccoli investitori, si devono prendere in considerazione altre aree dove si vadano a prevedere installazioni di medie dimensioni, o più installazioni con un committente unico, pubblico o privato che sia. La ricerca di superfici non convenzionali non deve solo seguire considerazioni legate alla potenza installabile totale ed al contributo sul valore per l'intera Provincia, deve infatti anche tenere in conto dell'importanza in alcuni settori della possibilità di decentralizzare la produzione di energia elettrica e poter così coprire parte dei consumi proprio grazie ad impianti FV situati localmente. Aree non convenzionali, dove al momento non è espressamente vietata l'installazione di sistemi fotovoltaici, sono individuabili laddove vi sia la presenza quindi di superfici naturali e/o su costruito che non siano al momento utilizzate o che svolgano la loro funzione a prescindere della presenza di installazioni fotovoltaiche. Tali superfici sono individuabili nelle seguenti aree:

- Laghi artificiali / bacini idroelettrici
- Infrastrutture legate alla mobilità ed al trasporto pubblico
- Barriere antirumore
- Barriere antislavina e infrastrutture in alta montagna

### 4.4 Dati di irraggiamento, potenziale e produzione dei casi studio

#### 4.4.1 Laghi artificiali / bacini idroelettrici:

I bacini idroelettrici principali dell'Alto Adige sono<sup>32</sup> il lago di Resia, lago di Vernago ed il lago di Zoccolo. I vantaggi che tali impianti avrebbero rispetto ad altri sono:

- I bacini artificiali idroelettrici sono situati in aree alpine dove l'insolazione annua misurata da un inseguitore solare biassiale può raggiungere valori superiori ai 2000 kWh/m<sup>2</sup> che possono portare ad una produzione di circa +30%/40% in più rispetto a sistemi fissi installati in vallata/pianura<sup>33, 34</sup>

31 <http://www.gse.it/it/salastampa/news/Pages/modifica-della-configurazione-impanti-anti-incentivati-con-sistemi-di-accumulo.aspx>

32 <http://www.provincia.bz.it/agenzia-ambiente/acqua/invasi-artificiali.asp>

33 Fonte PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

34 Dati monitorati da EURAC, impianto installato all'aeroporto Bolzano Dolomiti, ABD



- La produzione elettrica da idroelettrico può essere incrementata grazie alla presenza di impianti fotovoltaici
- Grazie alla riflessione su neve e ghiaccio nei mesi invernali, le oscillazioni stagionali estate/inverno si riducono
- L'infrastruttura necessaria per l'allacciamento elettrico è già presente riducendo costi accessori
- I bacini montani artificiali presentano già un grado di infrastrutture integrate nel territorio che li differenziano per impatto ambientale da laghi naturali. Il consenso verso impianti fotovoltaici installati su laghi artificiali è presumibilmente maggiore rispetto ad impianti a campo aperto
- La produzione elettrica da idroelettrico può essere regolata temporalmente dalla produzione fotovoltaica contribuendo verso la riduzione dei costi sullo stoccaggio stagionale tramite pompaggio e con la possibilità di mantenere un livello di acqua nel bacino più alto
- L'impianto può essere smontato completamente limitando a piacere la durata dello stesso

La Tabella 8 riassume i più importanti parametri per i tre laghi in questione. Per il calcolo della produzione si è andati a considerare una efficienza di sistema del 10% per sistemi che vanno a coprire la superficie con configurazioni paragonabili a quelle su falda piana. Per sistemi installati su inseguitori solari si devono necessariamente aggiungere considerazioni che valutino l'auto ombreggiamento e l'impatto visivo trovando il giusto equilibrio tra le esigenze di produzione e quelle ambientali. È chiaro che entrambi i sistemi (galleggiante fisso o su inseguitore) andranno a diminuire l'irraggiamento incidente sulla superficie del lago; si potrebbe rivelare importante l'introduzione di un parametro di "irraggiamento minimo vitale". In assenza di studi che possano considerare l'impatto visivo di tali installazioni galleggianti, si è deciso pertanto di fornire valori per la produzione che considerino una copertura di circa l'1% della superficie del lago andando a minimizzare la riduzione dell'insolazione annua sulla superficie lacustre (Figura 19 include anche il contributo considerando una copertura del 10%).

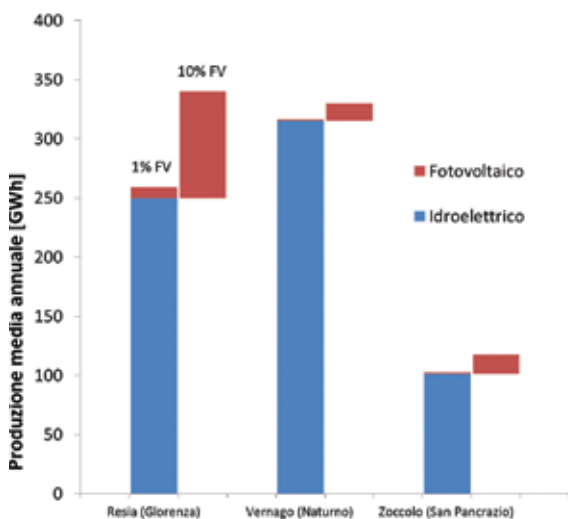


Figura 19: Contributo energetico di sistemi fotovoltaici accoppiati alla produzione idroelettrica associata ai laghi artificiali di Resia, Vernago e Zoccolo

La superficie dei bacini artificiali montani in Alto Adige è di circa 11,5 km<sup>2</sup>. Se anche una minima parte (1%) di questa superficie venisse utilizzata per la costruzione di impianti fotovoltaici, si potrebbe arrivare a potenze nominali installabili dell'ordine dei 3-9 MW<sub>p</sub> (a seconda dell'efficienza dei moduli e di sistema) con una produzione di energia elettrica attorno a 4-11 GWh (0,13-0,36% del fabbisogno di energia elettrica della Provincia).

	Lago di Resia	Lago di Vernago	Lago di Zoccolo
<b>Superficie [km<sup>2</sup>]</b>	6,6	1,26	1,43
<b>Altitudine [m]</b>	1498	1690	1141
<b>Insolazione annua inclinazione, orientamento ottimale [kWh/m<sup>2</sup>]</b>	1460 (1590)	1290 (1360)	1320 (1380)
<b>Produzione [kWh/kW<sub>p</sub>]</b>	1140 (1240)	998 (1040)	1010 (1060)
<b>[GWh/ha]</b>	1,14 (1,24)	0,998 (1,04)	1,01 (1,06)
<b>η=10 m<sup>2</sup>/kW<sub>p</sub></b>			
<b>P<sub>n</sub>=1 MW<sub>p</sub></b>			
<b>Insolazione annua Inseguitore 2 assi [kWh/m<sup>2</sup>]</b>	1700 (1830)	1470 (1570)	1560 (1630)
<b>Produzione [kWh/kW<sub>p</sub>]</b>	1300 (1410)	1130 (1200)	1190 (1240)
<b>[GWh/ha]</b>	1,30 (1,41)	1,13 (1,2)	1,19 (1,24)
<b>η=10 m<sup>2</sup>/kW<sub>p</sub></b>			
<b>P<sub>n</sub>=1 MW<sub>p</sub></b>			

Tabella 8: Stime per la potenza installabile e produttività di impianti fotovoltaici galleggianti. Valori di insolazione e produzione database Climate-SAF PVGIS (tra parentesi database Classic PVGIS).

**Lago di Resia**  
 superficie disponibile (1%): 6,6 ha  
 potenza installabile (10 m<sup>2</sup>/kW<sub>p</sub>): 6,6 MW<sub>p</sub>  
 produzione annua sistema fisso (1200 kWh/kW<sub>p</sub>) di circa: 8 GWh

**Lago di Vernago**  
 superficie disponibile (1%): 1,26 ha  
 potenza installabile (10 m<sup>2</sup>/kW<sub>p</sub>): 1,26 MW<sub>p</sub>  
 produzione annua sistema fisso (1000 kWh/kW<sub>p</sub>) di circa: 1,26 GWh

**Lago di Zoccolo**  
 superficie disponibile (1%): 1,43 ha  
 potenza installabile (10 m<sup>2</sup>/kW<sub>p</sub>): 1,43 MW<sub>p</sub>  
 produzione annua sistema fisso (1050 kWh/kW<sub>p</sub>) di circa: 1,5 GWh

Una considerazione finale è legata, senza entrare nel merito di varie soluzioni tecnica, alle condizioni climatiche presenti sui laghi alpini durante il periodo invernale. Installazioni fotovoltaiche galleggianti dovranno pertanto essere progettate per resistere alla presenza di neve e ghiaccio ed alla vicinanza dell'acqua che comporta condizioni di umidità diverse da quelle presenti in sistemi convenzionali.

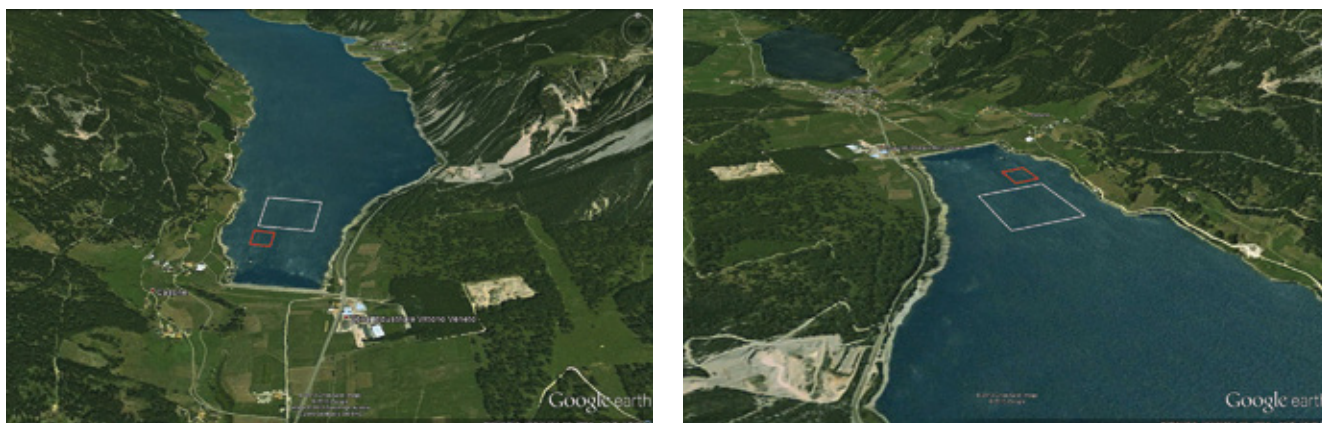


Figure 20: A sinistra: vista aerea verso nord del lago di Resia con le due ipotesi di copertura evidenziate (1 ettaro, rosso; 1%, bianco). A destra: vista aerea verso sud ovest del lago di Resia con due ipotesi di copertura evidenziate (1 ettaro, rosso; 1%, bianco)



Figure 21: A sinistra: vista aerea verso nord del lago di Vernago con le due ipotesi di copertura evidenziate (1 ettaro, rosso; 1%, bianco). A destra: vista aerea verso nord del lago di Zoccolo con le due ipotesi di copertura evidenziate (1 ettaro, rosso; 1%, bianco)

#### 4.4.2 Infrastrutture legate alla mobilità ed al trasporto pubblico

L'infrastruttura legata alla mobilità ed al trasporto pubblico è presente in ogni città ed agglomerato urbano dove si trovano stazioni di dimensioni e architettura diverse. Recentemente, grazie all'incremento del trasporto passeggeri su rotaia, si è assistito a livello internazionale, nazionale e locale, ad un ritorno di investimenti che vanno a rinnovare le stazioni stesse per offrire maggiori e migliori servizi agli utenti. In questo contesto, l'utilizzo di soluzioni architettoniche che prevedono l'integrazione di moduli FV è stata utilizzata per esempio nella stazione centrale di Rotterdam, nei Paesi Bassi, e nella stazione di Torino Porta Susa (Figura 22).

Sul territorio provinciale vi sono tre linee ferroviarie lungo tre dorsali: Bolzano-Malles, Fortezza-San Candido e Salorno-Brennero per un totale di 54 stazioni: 29 stazioni Malles-Merano-Bolzano (28 stazioni + Bolzano), 12 stazioni Fortezza-San Candido (11 + Fortezza), 9 stazioni Bolzano-Brennero (7 + Fortezza + Bolzano), 7 stazioni Salorno-Bolzano (6 + Bolzano). Le stazioni presentano una lunghezza tipica di circa 150 m variando in tipologia da 1 binario a 2 binari (eccezion fatta per le stazioni più importanti). Superfici idonee per installazioni fotovoltaiche sono in generale gli edifici delle stazioni e l'area utile della superficie orizzontale delle pensiline solitamente presenti sopra le piattaforme per l'accesso ai treni. Non tutte le stazioni ne sono dotate al momento. Pensiline singole presentano una ampiezza di circa 3-4 metri. In presenza di due binari e doppia pensilina è stata considerata una ampiezza di 10 m. Per la lunghezza si sono considerati 75 m o 150 m a seconda della stazione.

Generalmente, in questo tipo di intervento, un grado di libertà ulteriore per rispondere alle esigenze dell'incaricato alla progettazione, è dato dalla possibilità di scegliere moduli fotovoltaici semitrasparenti. Nel calcolo si è quindi andati a stimare il potenziale per due tipologie di moduli con efficienza al 15% ed al 10% (moduli semitrasparenti). I valori di insolazione annua sono stati calcolati utilizzando il database Climate-SAF PVGIS sul piano orizzontale. Tabella 9 riassume i valori di potenza installabile (arrotondati) e la producibilità assumendo perdite di sistema di circa il 20%.

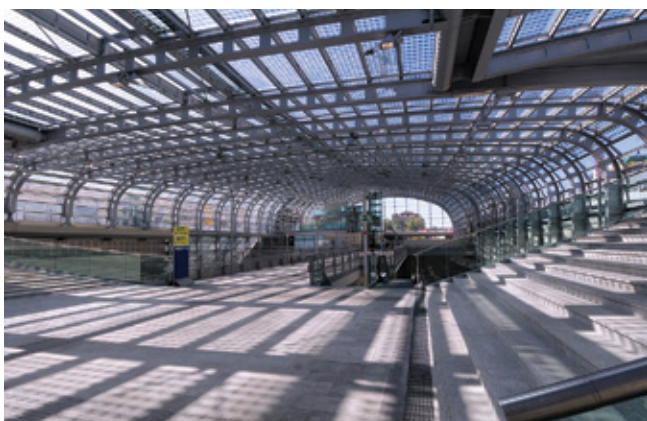


Figura 22: Sopra, particolare del soffitto della stazione centrale di Rotterdam con moduli fotovoltaici integrati nella struttura. Sotto, particolare della volta centrale con moduli FV integrati della stazione di Torino Porta Susa (<http://torinodailyphoto.blogspot.it>).



Figura 23: Stazione di Bolzano Sud. Pensilina a copertura della piattaforma d'attesa dei treni

La stazione di Bolzano non è stata considerata in quanto va ad inserirsi in un progetto più ampio di riqualificazione urbana<sup>35</sup> che porterà allo spostamento del percorso attuale dei binari. È auspicabile che all'interno del progetto si vada a considerare la potenzialità della superficie disponibile a copertura dei binari.

Tratta	P <sub>n</sub> [MW]		E [GWh]	
	15%	10%	15% PR=0,8	10% PR=0,8
BZ-Merano (BZ esclusa)	1,75	1,15	1,85	1,20
Merano-Malles (Merano esclusa)	1,15	0,75	1,15	0,75
Fortezza-San Candido	1,60	1,05	1,60	1,05
Bolzano-Brennero (Fortezza e Bolzano escluse)	1,10	0,75	1,10	0,75
Caldaro-Bolzano (Bolzano esclusa)	0,95	0,65	1,10	0,75
<b>TOTALE</b>	<b>6,55</b>	<b>4,35</b>	<b>6,80</b>	<b>4,50</b>

Tabella 9: Potenza installabile e producibilità di impianti fotovoltaici installati orizzontalmente su pensiline presso le stazioni ferroviarie

Potenziabili superfici potrebbero rendersi disponibili nel caso si vada a coprire l'ultimo tratto ferroviario (lungo circa 3 km) prima dell'ingresso dei binari nei pressi dell'ingresso autostradale nella galleria del Virgolo. Si tratterebbe di un tunnel "solare" esterno con una ampiezza di circa 10 m per una superficie totale di circa 30000 m<sup>2</sup>. Considerando efficienze del 10 e 15% si avrebbe una potenza installabile sul piano orizzontale di, rispettivamente, **3 e 4,5 MW<sub>p</sub>** (producibilità di 3,2 e 4,8 GWh). Un esempio di tale infrastruttura è già stato realizzato in Belgio nei pressi di Anversa (Figura 24) dove sono stati installati 16000 moduli FV (inclinati) per un totale di 3,9 MW<sub>p</sub> di potenza installata.



Figura 24: Tunnel "solare" installato nei pressi di Anversa a copertura dei binari ferroviari.

Fonte: [www.tecnologiaericerca.com](http://www.tecnologiaericerca.com)

Una infrastruttura simile può essere ipotizzata a copertura dei **3 km di tratto autostradale** in zona Industriale di Bolzano prima dell'ingresso nella galleria del Virgolo. Con una ampiezza di 25 m, si avrebbe a disposizione una superficie pari a 75000 m<sup>2</sup>. Considerando efficienze del 10 e 15% si avrebbe quindi una potenza installabile sul piano orizzontale di, rispettivamente, **7,5 e 11,2 MW<sub>p</sub>** (producibilità di 8,4 e 12,5 GWh).

È importante sottolineare come tali infrastruttura vadano a proteggere il manto stradale dalla radiazione solare (calore e raggi UV) e dagli agenti atmosferici riducendo gli interventi di manutenzione e rifacimento portando a risparmi nel lungo termine.

#### 4.4.3 Barriere antirumore

La direttiva 2002/49/CE prevede che nell'ambito della politica comunitaria debba essere conseguito un elevato livello di tutela della salute e dell'ambiente ed uno degli obiettivi per perseguire in tale contesto è la protezione dall'inquinamento acustico. Le leggi nazionali D.Lgs. 19 agosto 2005 (194) e provinciali L.P. 5 dicembre 2012 (20) danno disposizioni in materia di protezione dal rumore. I gestori della rete ferroviaria ed autostradale hanno annunciato piani di azione per l'installazione di barriere fonoassorbenti. Il Piano di Risanamento acustico di Autostrade per l'Italia prevede di installare, in un periodo di 15 anni, 1000 km circa di protezioni acustiche per una superficie complessiva di 4.000.000 m<sup>2</sup><sup>36</sup>. È chiaro che queste superfici rappresentano un potenziale molto significativo per l'installazione di impianti fotovoltaici. Il gruppo Autostrada del Brennero SpA è stato un pioniere in Italia in questo settore andando a costruire la prima barriera antirumore fotovoltaica ad alta efficienza in Italia. Lunga 1067 m ed alta mediamente 5,6 m, la barriera è situata presso località Marano in Provincia di Trento. La barriera è composta da 3944 moduli FV in silicio monocristallino che occupano una superficie pari a 5036 m<sup>2</sup> con una potenza nominale di 730 kW<sub>p</sub> ed una produzione media annua di 690 MWh (950 kWh/kW<sub>p</sub>)<sup>37</sup>.

36 <http://www.autostrade.it/sostenibilita/case-studies/barriere-fonoassorbenti.html>

37 <http://www.autobrennero.it/AreaTecnica/it/sicurezza/barriere-antirumore/>

Altri esempi di barriere antirumore accoppiate ad impianti fotovoltaici presenti sul territorio si trovano nei pressi della zona Pineta di Laives dove l'impianto andrà a coprire il fabbisogno di elettricità del tunnel di San Giacomo (finanziata con fondi per lo sviluppo regionale, lunga 387 m, alta 4,75 m per una superficie complessiva di 3450 m<sup>2</sup>, produzione stimata 160 MWh) e nei pressi di Vandoies di Sotto.

Stimare il potenziale di impianti fotovoltaici su barriere fonoassorbenti lungo l'infrastruttura ferroviaria e autostradale della Provincia, richiede la conoscenza delle zone critiche dove si necessitano interventi in materia. Alcune valutazioni possono essere inferite dai piani di azione. Il piano aggiornato per il contenimento ed abbattimento del rumore di Autostrada del Brennero prevede 36 interventi in Provincia di Bolzano per una lunghezza totale di 16.719 m portando il numero totale di barriere da 54 (dati al 31/12/2012) a 90 a fine 2020 per una lunghezza di 47.660 m<sup>38</sup>. Assumendo una altezza di circa 5 m, si avrebbe a disposizione una superficie di circa 240.000 m<sup>2</sup> ai quali corrisponderebbe un **potenziale fotovoltaico** (disponendo i moduli sul piano della barriera, efficienza moduli 15%) di circa **36 MW**. Simili interventi sono necessari lungo l'infrastruttura ferroviaria e lungo le strade ad alta percorrenza, con un potenziale installabile che potrebbe più che raddoppiare arrivando a 100 MW.



Figura 25: Barriera antirumore fotovoltaica installata nei pressi di Isera lungo l'Autostrada del Brennero (Fonte: Autostrada del Brennero SpA)

#### 4.4.4 Barriere antislavine/antivalanga ed infrastrutture di alta montagna

Il Swiss Institute for Snow and Avalanche Research<sup>39, 40</sup> ha recentemente censito più di 500 km di barriere paravalanghe nelle alpi svizzere, 200 km delle quali, grazie all'orientamento, sarebbero idonee per la costruzione di possibili impianti fotovoltaici. Lo studio di ingegneria svizzero Energiebüro quantifica il potenziale fotovoltaico in 56 MW installabili su queste strutture già esistenti. È importante far notare che per la costruzioni di tali strutture è necessaria l'autorizzazione delle autorità competenti in materia di tutela del paesaggio che hanno già proceduto alla valutazione dell'impatto visivo e ambientale di tali misure. Un'eventuale installazione di un impianto fotovoltaico in corrispondenza di impianti paravalanghe andrebbe quindi a beneficiare di studi già esistenti che riguardano la tutela del paesaggio che andrebbero integrati tenendo conto delle specificità delle nuove installazioni. In Provincia di Bolzano, la

38 <http://www.autobrennero.it/documenti/Press/2013/6%20settembre/PIANO%20ABBATTIMENTO%20RUMORE%20A22%202013.pdf>

39 <http://www.tritec-energy.com/en/tritec/news-info-16.12.2011-01/>

40 [http://www.energiebuero.ch/web/images/stories/energiebuero\\_Pressebericht\\_SWWInternational.pdf](http://www.energiebuero.ch/web/images/stories/energiebuero_Pressebericht_SWWInternational.pdf)

ripartizione 30-Opere idraulica, fornisce un dato totale di strutture ed opere di sostegno per un totale di 70 km.<sup>41</sup> Non conoscendo l'ubicazione, la tipologia e l'orientamento di tali strutture, risulta difficile stimare quanta superficie possa essere a disposizione per possibili installazioni di sistemi FV. Inoltre si tratta di opere in alta quota che risentono delle particolari condizioni climatiche e con difficoltà di accesso per il montaggio e la manutenzione (Figura 26).



Figura 26: Esempi di strutture e barriere antislavine/antivalanga.  
Fonte: Ripartizione 30 Opere idrauliche della Provincia di Bolzano

Nel progetto PV-Alps, descritto brevemente nella sezione 1.4, si è andati proprio a calcolare l'insolazione media annua per tutto il territorio provinciale, prestando particolare attenzione alle caratteristiche tipiche dell'area alpine. Database esistenti (come visto con i database Classic e Climate-SAF PVGIS nel confronto con dati misurati a terra) arrivano a fornire valori che si discostano fino ad un 30% rispetto a valori misurati. Infine, proprio in presenza di luce diffusa e riflessa, la tecnologia presente in moduli bifacciali (che possono produrre elettricità da entrambi i lati del modulo) potrebbe rappresentare una soluzione per massimizzare la produzione elettrica.

Barriere antivalanga candidate per l'installazione di impianti potrebbe essere quelle in presenza di impianti di risalita dove l'allacciamento elettrico è già presente e dove andrebbero a contribuire verso la copertura dei consumi elettrici degli impianti stessi. Vi sono dei primissimi esempi, sempre dalla vicina Svizzera, di impianti di risalita con moduli fotovoltaici installati su funi parallele lungo tutto il percorso; in caso di condizione meteo avverse si vanno a mettere automaticamente in posizione verticale (neve) o orizzontale (vento) a seconda delle necessità (Figure 27). Impianti installati in alta montagna andrebbero poi a produrre di più rispetto ad un impianto equivalente installato a bassa quota. I motivi principali risiedono nei seguenti fattori:

- maggiore insolazione annua; minore quantità di atmosfera da percorrere per i raggi solari, maggiore limpidezza (minore contenuto di vapore acqueo), maggiore contributo riflessione (montagna innevata)
- temperature medie mensili inferiori (maggiore potenza in uscita dei moduli fotovoltaici dato che la potenza cala con il crescere della temperatura a parità di condizioni)
- minore ombreggiamento dovuto alle montagne e ad oggetti vicini



Figure 27: A sinistra, impianto di risalita fotovoltaico installato nella località Walzer di Tenna, nel cantone dei Grigioni, in Svizzera. Fonte: Solarskiift Tenna. A destra, installazione fotovoltaica su struttura paravalanghe, comune di Saint Antönien, Svizzera. Fonte: energiebüro® Zürich - Leading Swiss PV Engineers.

41 [http://www.fierabolzano.it/civilprotect/mod\\_moduli\\_files/Pollinger%20Rudolf.pdf](http://www.fierabolzano.it/civilprotect/mod_moduli_files/Pollinger%20Rudolf.pdf)

# 5

## Scenari futuri ed impatto economico

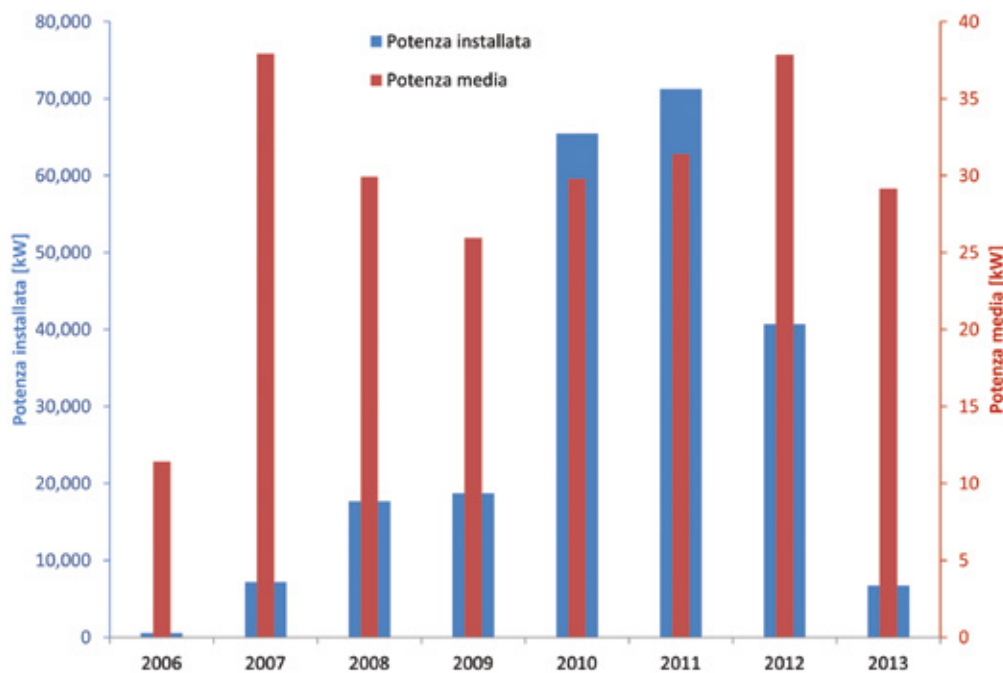


Figura 28: Situazione a settembre 2013 in Provincia di Bolzano: potenza installata e potenza media nel periodo 2006-2013

## 5.1 Scenari futuri

In questo capitolo vengono brevemente sviluppati e descritti alcuni possibili scenari di sviluppo del fotovoltaico in Alto Adige da qui al 2050. La realizzazione di simili previsioni, pur in considerazione della loro importanza a supporto della valutazione delle strategie energetiche e delle politiche da promuovere, presenta però alcune incertezze, ben note agli operatori del settore.

La trasformazione dei sistemi energetici e lo sviluppo delle tecnologie ad esse collegate - la recente storia delle energie rinnovabili nel loro complesso lo dimostra -, sono difficilmente prevedibili ed a maggior ragione su di un così lungo periodo. L'evoluzione tecnologica dei materiali e dei prodotti, la variazione dei prezzi, il tasso di crescita del costo dell'energia, la sensibilità pubblica ad alcune tematiche e il continuo mutare del quadro legislativo sono sole alcune delle variabili a cui risulta soggetta l'elaborazione di uno scenario. Per quanto sia possibile azzardare delle previsioni al 2020, previsioni su di un periodo più lungo, e fino al 2050, presentano dei margini di incertezza difficilmente contenibili.

Ciononostante, sulla base delle conoscenze attuali, si è comunque provato a delineare quella che sarà l'evoluzione del fotovoltaico installato in Alto Adige da qui al 2050.

A tale scopo, al fine di calcolare la potenza del fotovoltaico installabile, ci si è basati su:

- una stima delle superfici utili sulle quali è possibile installare i pannelli fotovoltaici. Nell'ambito di questo studio tale stima è stata fatta sulla base delle aree omogenee in cui è stato suddiviso il territorio
- la potenza installabile per superficie in proporzione ed a seconda delle tecnologie esistenti.

L'utilizzo delle superfici utili nello sviluppo degli scenari consente di tenere in considerazione l'evoluzione delle tecnologie fotovoltaiche. Inoltre, con questo approccio, è possibile valutare l'effetto che avrà,

sulle superfici attualmente sfruttate, l'aumento atteso dell'efficienza media dei pannelli, ovvero cosa succederà nell'ipotesi che tra 20 anni si incomincino a sostituire i pannelli installati con altri più efficienti. Per stimare le superfici occupate dal fotovoltaico installato fino ad oggi (dato disponibile in kW di potenza), si è presa l'efficienza media attuale di riferimento pari al 15% convertita opportunamente in superficie (m<sup>2</sup>).

In considerazione degli elementi sovraesposti, con l'intento di semplificare le condizioni al contorno per la costruzione degli scenari, si sono fatte alcune assunzioni:

- i trend di crescita del fotovoltaico sono stati ricavati dall'analisi dell'evoluzione storica del fotovoltaico negli ultimi anni in Alto Adige (Figura 28):
  - per il trend negativo (**indifferenza**): evoluzione FV anni 2006-2007, 7 MW all'anno
  - per il trend neutro (**business as usual**): evoluzione FV anni 2007-2008, 18 MW all'anno
  - per il trend positivo (**entusiasmo**): evoluzione FV anni 2010-2011, 65 MW all'anno
  - è stato inoltre realizzato un quarto scenario con l'individuazione di un balzo tecnologico al 2026.

Questo approccio, per quanto semplificato, consente di tenere conto di trend di crescita che si sono già effettivamente verificati e che quindi, almeno in linea teorica, si possono ripresentare. C'è però chiaramente da considerare l'incidenza avuta dagli incentivi che, soprattutto nel caso del trend "positivo", riferito al periodo 2010-2011, hanno determinato una forte alterazione del mercato.

L'incremento di kW installati in un anno è stato quindi convertito in superfici.

- il trend calcolato sulla base dei dati di cui sopra, ovvero la superficie coperta ogni anno da nuovo fotovoltaico, è stato considerato costante per ogni scenario. Anche la superficie totale a disposizione per l'installazione del fotovoltaico è stata considerata costante

Assumere che la superficie coperta ogni anno da nuove installazioni di pannelli fotovoltaici rimanga costante fino al 2050 per tutti i quattro scenari è una semplificazione che non tiene conto di diversi aspetti; ciononostante, in considerazione della difficoltà nel valutare quello che possa essere il reale andamento di tale curva, l'approccio scelto consente di esprimere delle valutazioni di massima sul potenziale del fotovoltaico in Alto Adige.

Per quello che concerne la superficie totale potenzialmente disponibile per l'installazione di pannelli la stessa può crescere sostanzialmente per due motivi:

- espansione urbanistica

- atteso calo del prezzo del fotovoltaico che renderà economicamente appetibili superfici prima non considerate, ovvero caratterizzate da minore insolazione (per presenza di ombreggiamenti o per orientamento - falde orientate ad est o ovest o superfici verticali non estese).

In considerazione delle difficoltà legate alla stima del trend di espansione urbanistica provinciale al 2050 e dell'incremento delle superfici sfruttabili per la diminuzione del costo del fotovoltaico, la superficie totale è stata assunta come costante, stimata da questo studio, divisa per la potenza media attuale. Tale valore risulta pari a circa 1.000 ha (1,5 GW, 15% di efficienza).

In realtà l'aumento delle superfici sfruttabili ha risvolti sia sulla potenza massima installabile sul territorio, quest'ultima soggetta anche alla crescita dell'efficienza media, sia sul fotovoltaico installabile annualmente.

Al fine dello sviluppo degli scenari in oggetto la stima della superficie totale disponibile ha rilevanza sia per poter cogliere i margini di ulteriore sviluppo del potenziale di uno scenario (nel caso del primo scenario la copertura raggiunta al 2050 rappresenta solo poco più del 33% delle superfici sfruttabili) sia per individuare, nel caso dello scenario positivo il limite di saturazione delle installazioni.

- l'incremento dell'efficienza media dei sistemi fotovoltaici è stato considerato costante.

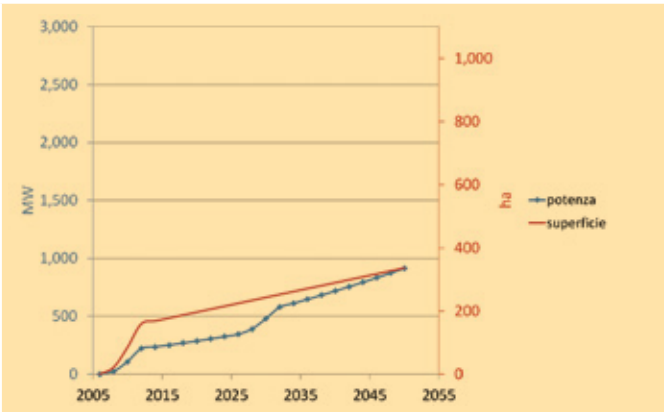
L'attesa evoluzione tecnologica dei sistemi fotovoltaici, pannelli più componenti, porterà nei prossimi anni a degli interessanti sviluppi del settore. Dal punto di vista fisico il limite teorico di efficienza delle celle monocristalline si attesta intorno al 32% mentre per la tecnologia multi-giunzione tale limite supera il 70% in laboratorio. Partendo da valutazioni interne e dai dati disponibili, fra il 2005 ed il 2012, si è osservato un aumento dell'efficienza media dei sistemi fotovoltaici commerciali superiore allo 0,5% annuo. Nello sviluppo dei seguenti scenari si è ipotizzato che l'incremento dell'efficienza media possa attestarsi intorno ad uno 0,5% annuo, per raggiungere il 34% al 2050. Questa ipotesi non tiene conto dell'impatto che potrà avere la diffusione degli impianti di stoccaggio dell'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico sulla riduzione dell'efficienza media dei sistemi.

Alle condizioni sopra esposte sono emersi i 4 seguenti scenari di sviluppo del fotovoltaico in Alto Adige:

**Tabella 10:** Risultati principali dei quattro scenari futuri presi in considerazione. Il valore di produzione tiene in considerazione perdite annuali di circa 0,5%



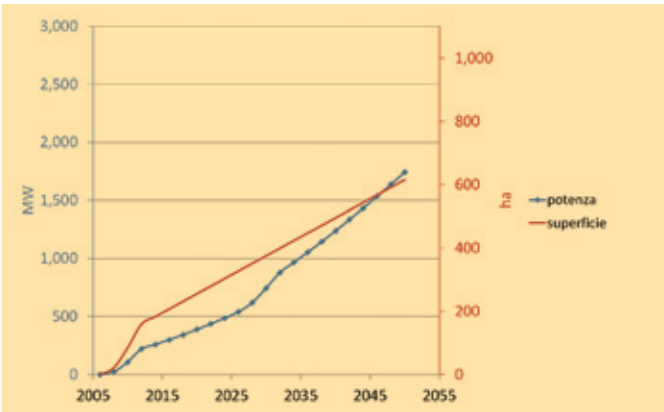
**Scenario “indifferenza”, Incremento iniziale equivalente: 7 MW annui**



Potenza cumulata al 2050: 915 MW  
 Superficie coperta totale: 337 ha  
 Produzione su consumo attuale: > 30%

Potenza cumulata al 2020: 287 MW

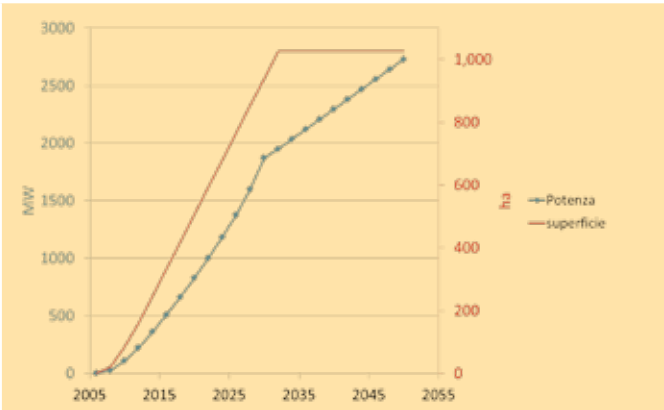
**Scenario “Business as usual”, Incremento iniziale equivalente: 18 MW annui**



Potenza cumulata al 2050: 1.744 MW  
 Superficie coperta totale: 615 ha  
 Produzione su consumo attuale: > 60%

Potenza cumulata al 2020: 389 MW

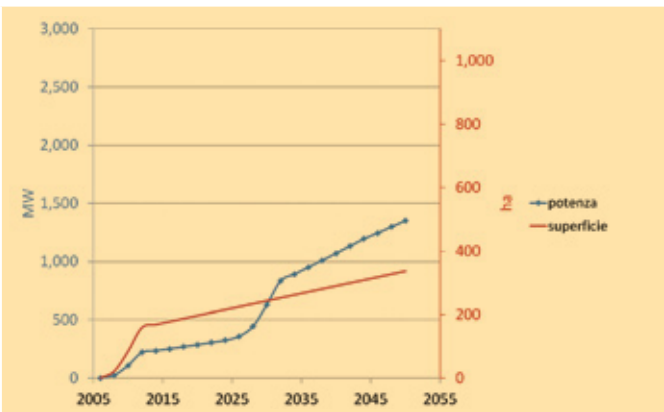
**Scenario “Entusiasmo”, Incremento iniziale equivalente: 65 MW annui**



Potenza cumulata al 2050: 2.728 MW  
 Superficie coperta totale: 1030 ha  
 Produzione su consumo attuale: > 100%

Potenza cumulata al 2020: 828 MW

**Scenario con “balzo” tecnologico, Incremento iniziale equivalente: 7 MW annui**



Potenza cumulata al 2050: 1.350 MW  
 Superficie coperta totale: 336 ha  
 Produzione su consumo attuale: > 45%

Potenza cumulata al 2020: 287 MW  
 Fra il 2024 ed il 2026 è stato incluso un “balzo” tecnologico del 14% in efficienza

Dai grafici riportati in Tabella 10, pur in considerazione di tutte le semplificazioni introdotte, emerge con chiarezza che il fotovoltaico potrà andare a svolgere un ruolo di assoluto rilievo nel sistema energetico altoatesino. Anche lo scenario più cautelativo, infatti, porta a stimare il fotovoltaico installato al 2050 nell'ordine dei 900 MW corrispondente ad una produzione di energia pari ad almeno il 30% degli attuali consumi. È però ragionevole aspettarsi che il fotovoltaico possa andare incontro ad un'evoluzione anche superiore a quella illustrata nel primo scenario, con una potenza installata che consentirà di coprire agevolmente l'equivalente del 50% dei consumi attuali. Nel grafico si può altresì cogliere, a partire dal 2026, l'effetto della sostituzione dei pannelli installati 20 anni prima con pannelli più efficienti. Figura 29 mostra i trend di crescita per i primi 3 scenari includendo una forbice che vada a considerare come variabile anche il numero di impianti che verranno effettivamente sostituiti arrivati a fine vita (20 anni); nella simulazione la forchetta è compresa tra il 50% ed il 100% di impianti sostituiti.

## 5.2 Impatto economico

Alla situazione attuale, con una potenza installata di circa 230 MW<sub>p</sub>, per raggiungere gli obiettivi inseriti in KlimaLand si dovrebbe assistere ad una crescita annuale di circa 10 MW per arrivare al primo target di potenza installata di 300 MW al 2020. Questo valore corrisponderebbe, prendendo come riferimento un costo al kW di circa 2000-2500 euro per sistemi residenziali installati su falda, ad un investimento di circa 140-175 milioni di euro (20-25 milioni di euro l'anno). Se si va a considerare la potenza media degli impianti installati in Provincia, pari a 31 kW<sub>p</sub>, si possono stimare annualmente circa 320 installazioni con un valore medio di investimento attorno ai 60-75 mila euro. Per quanto riguarda le dinamiche dei costi del fotovoltaico si è assistito negli ultimi 5 anni ad una riduzione sostanziale che ha portato il costo per W dei moduli FV da 3-4 euro/W nel 2009 a meno di 1 euro/W nel 2013. È presumibile quindi che il costo degli impianti tenderà a scendere o a quantomeno rimanere costante con l'aumentare dell'inflazione. Un altro elemento importante è rappresentato dal costo per kWh prodotto da impianti fotovoltaici: questo valore per impianti residenziali sul territorio provinciale, è di circa 0,11 €/kWh (calcolato su un periodo utile di 20 anni, 1200 kWh/kW<sub>p</sub>, degradazione performance 0,5%, 2500 €/kW). Si può quindi vedere come il costo dell'elettricità prodotta da fotovoltaico sia già in competizione con il costo di mercato di quella prodotta da altre fonti; quest'ultima è destinata ad aumentare in futuro, basti pensare all'aumento dell'81% rispetto al 1° trimestre 2004 della componente energia e approvvigionamento (2° trimestre 2013, da 5,5 a 10 c€, condizione fornitura per una famiglia con potenza impegnata 3 kW e 2700 kWh di consumo annuo<sup>42</sup>).

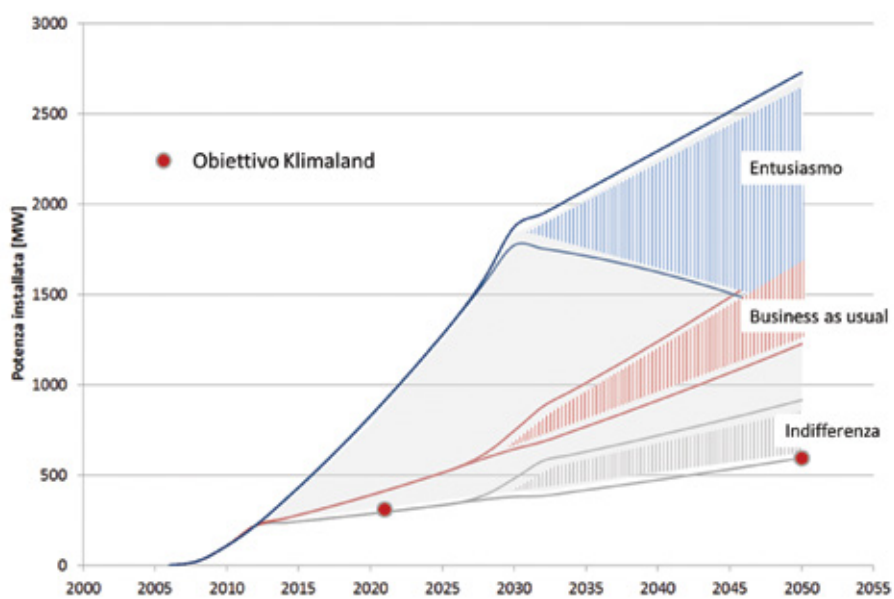


Figura 29: Previsione della potenza installata secondo i primi tre scenari (indifferenza, business as usual e entusiasmo) considerando un fine vita di 20 anni ed una forchetta di sostituzione di impianti esistenti 50%-100%

# 6

## Conclusioni

Il potenziale fotovoltaico dell'Alto Adige è stato stimato considerando installazioni su tetti e facciate ed alcune installazioni su superfici non convenzionali. Gli obiettivi fissati dal documento di strategia energetica redatto dalla Provincia, KlimaLand, per quanto riguarda la potenza installata al 2020 (300 MW<sub>p</sub>) e 2050 (600 MW<sub>p</sub>) sembrano facilmente raggiungibili se si confrontano con una stima conservativa di potenza installata per persona di circa 2,5 kW. Infatti, il potenziale fotovoltaico reale, filtrato per livelli sostenibili di insolazione, orientamento, vincoli strutturali, ecc., risulta essere di circa **1,25 GW**. Questo valore sale a **1,5 GW** raffinando l'analisi nelle zone rurali dove la potenza pro capite installabile sale a 3,5 kW. Da sottolineare il fatto che la potenza installabile è stata calcolata con una efficienza dei moduli del 15%, valore che andrà a crescere con il passare degli anni andando ad aumentare di conseguenza il valore assoluto. Si è inoltre analizzato non solo il quanto bensì anche il quando, andando ad ipotizzare diversi scenari per la crescita del settore fotovoltaico. La Figura 29 mostra come gli obiettivi fissati per gli anni 2020 e 2050 non siano raggiungibili solo nel caso più negativo, chiamato "indifferenza", dove si prevede di arrivare ad una potenza installata rispettivamente di 287 MW e 595 MW. Pur essendo difficile prevedere la probabilità degli scenari previsti, sembra chiara la tendenza del settore, in assenza di incentivazioni dirette o indirette, a stabilizzarsi su livelli di poco superiori a quelli dati nello scenario "indifferenza" (installazione di 7 MW/anno). È per questa ragione che, per avere un impatto visibile nel breve periodo, si rende necessaria la costruzione di impianti di medie dimensioni. Le politiche in materia ed il trend visto negli ultimi anni anche nel resto di Italia è che impianti fotovoltaici a campo aperto possano difficilmente essere realizzati a causa dell'impatto visivo (specialmente nelle aree alpine) ma anche perché considerati come inefficienti da un punto di vista spaziale, in special modo se vanno a sostituire aree agricole. È quindi importante valutare la possibilità di installazioni fotovoltaiche su superfici non convenzionali. In questo studio abbiamo riportato gli esempi di come i laghi artificiali, l'infrastruttura dei trasporti, le barriere antirumore e le infrastrutture in alta montagna possano essere utilizzati per ospitare impianti di medie dimensioni che abbiano un impatto sulla produzione di energia elettrica. Installazioni su queste superfici non convenzionali possono contribuire con almeno **60 MW<sub>p</sub>**, e facilitare il raggiungimento dell'obiettivo 2020.

Nello studio sono stati analizzati possibili sviluppi legislativi che vadano ad incentivare in modo indiretto impianti fotovoltaici o che introducano obblighi per le nuove costruzioni o per ristrutturazioni significative, inseriti per esempio nella direttiva europea per le rinnovabili. Una stima molto semplificata valuta il possibile impatto della direttiva in 34 MW fino al 2020.

Lo studio può essere raffinato andando a valutare la competizione e/o sinergia con altri sistemi su falda per la produzione di energia quali collettori termici. Un esempio pratico ha portato a quantificare la riduzione di falda disponibile per sistemi FV superiore al 15% per il caso Bressanone e superiore al 20% per Bolzano. Vincoli strutturali di carico su falda devono inoltre essere quantificati per applicare un coefficiente correttivo sulla stima fornita.

In conclusione, dai risultati qui riportati, il fotovoltaico potrà e dovrà giocare in futuro un ruolo ancora più importante in quanto ha le potenzialità per coprire più del 30% del fabbisogno elettrico provinciale secondo lo scenario più negativo arrivando persino ad un valore superiore al 100% nello scenario più ottimista. I benefici di tale operazione sono molteplici, sia di natura economica che ambientale, ma per essere applicata è necessario che in parallelo, con l'aumentare della penetrazione di energia prodotta da fonte intermittente, venga riconsiderato il modello energetico, con l'introduzione di sistemi di stoccaggio, reti intelligenti e gestione dei consumi.

	Potenza installabile [MW]	Producibilità [GWh]
<b>Facciate</b>	5-7	4-5,5
<b>Tetti</b>	1250-1500	1450-1700
<b>Laghi artificiali (1%)</b>	3-9	4-12
<b>Infrastruttura trasporto</b>	15-22	16-24
<b>Barriere antirumore</b>	36-100	29-80
<b>Barriere antislavine</b>	Non fornito	Non fornito
<b>TOTALE</b>	1309-1638	1553-1821

Tabella 11: Tabella riassuntiva con i valori di potenziale installabile e di producibilità



AUTONOME PROVINZ  
BOZEN - SÜDTIROL



PROVINCIA AUTONOMA  
DI BOLZANO - ALTO ADIGE

Le attività di ricerca dell'Istituto per le Energie Rinnovabili  
dell'EURAC sono sostenute da

gefördert von  
Stiftung Südtiroler Sparkasse  
Fondazione Cassa di Risparmio  
sostenuto da

## EURAC

Viale Druso, 1 · 39100 Bolzano/Bozen – Italy  
[www.eurac.edu](http://www.eurac.edu)

## EURAC Institute for Renewable Energy

Via Luis-Zuegg, 11 · 39100 Bolzano/Bozen – Italy  
Tel. +39 0471 055 600 · Fax +39 0471 055 699  
[renewable.energy@eurac.edu](mailto:renewable.energy@eurac.edu)