



IL FOTOVOLTAICO DI OGGI È TUTTA UN'ALTRA STORIA



BIPV meets History_IV Avviso **Mappatura solare e potenziale territoriale:** **parte 2**

Autori

Mattia Dallapiccola, Dario Bottino Leone, Alice Renè di Rocco, Giovanni Borz, Matteo Del Buono, Jennifer Adami, Martina Pelle, Laura Maturi (Eurac Research)

Dettaglio documento:

Titolo: P4.2 - Mappatura solare e potenziale territoriale: parte 2

Work Package: WP IV Avviso (WP 7)

Data di pubblicazione: 29/11/2023

Dettaglio progetto:

Titolo del progetto: BIPV MEETS HISTORY - CREAZIONE DI UNA CATENA DI VALORE PER IL FOTOVOLTAICO INTEGRATO IN ARCHITETTURA NEL RISANAMENTO ENERGETICO DEL PATRIMONIO COSTRUITO STORICO TRANSFRONTALIERO

Codice progetto: ID 3846141 (ID 603882 progetto originale I avviso)

Durata del progetto: Settembre 2022 – Settembre 2023 (12 mesi)

Partners:

eurac
research

Scuola universitaria professionale
della Svizzera italiana
SUPSI

 Regione
Lombardia

SUNAGEE
of Switzerland
Photovoltaic module manufacturer

ticino * energia

 Solar
Retrofit

Interreg  
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale
ITALIA SVIZZERA - ITALIE SUISSE - ITALIEN SCHWEIZ
 BIPV MEETS HISTORY


meets | history

Operazione co-finanziata dall'Unione europea, Fondo Europeo di Sviluppo Regionale, dallo Stato Italiano, dalla Confederazione elvetica e dai Cantoni nell'ambito del Programma di Cooperazione Interreg V-A Italia-Svizzera

SOMMARIO

Il progetto mira a creare nuove prospettive di business nei territori transfrontalieri tra Italia e Svizzera per la filiera del fotovoltaico integrato (BIPV) nel recupero del patrimonio edilizio storico e del paesaggio, rispondendo alle politiche europee, nazionali e locali in fatto di efficienza energetica e di tutela del patrimonio culturale. La filiera sarà basata sulla complementarità di expertise tra Pubbliche Amministrazioni, ricerca e imprese dei settori della costruzione e del fotovoltaico al fine di aprire un mercato che porterà benefici economici e produttivi per tutti gli attori della catena del valore.

L'analisi del contesto legislativo, normativo e procedurale, l'individuazione delle barriere e delle potenzialità di mercato e la stima del potenziale solare di un'area di confine permetteranno di individuare le possibilità di sviluppo di tale mercato. Il coinvolgimento di tutti utenti servirà ad aumentare la conoscenza e a rimuovere gli ostacoli che rallentano la diffusione delle tecnologie BIPV in questi contesti. Il progetto raccoglierà casi di studio esemplari a livello europeo e internazionale (sia a carattere architettonico sia aziendale), definendo criteri guida e strumenti per favorire la diffusione del BIPV. Il materiale sarà la base per la creazione di una piattaforma digitale e dello sviluppo di nuovi modelli di business e meccanismi finanziari per gli stakeholders coinvolti. La disseminazione dei risultati e del materiale sviluppato nel progetto intende migliorare il trasferimento tecnologico e culturale su tutta la catena del valore e creare uno strumento operativo replicabile nelle diverse aree transfrontaliere.

INDICE

SOMMARIO	3
INDICE.....	4
1. INTRODUZIONE	5
1.1. CAPITALIZZAZIONE ATTIVITÀ DELLA PRIMA FASE DI PROGETTO.....	5
1.2. NUOVI EDIFICI DI RIFERIMENTO	5
2. STIMA POTENZIALE FOTOVOLTAICO	7
2.1 METODOLOGIA.....	7
2.2 SIMULAZIONI.....	12
3. ANALISI ECONOMICHE E MAPPA GIS	17
3.1 ANALISI ECONOMICHE	17
3.2 MAPPA GIS	22
4. CONCLUSIONI	23
5. RIFERIMENTI	24

1. INTRODUZIONE

Il presente documento descrive alcune attività svolte durante la seconda fase del progetto BIPV meets History, dedicata alla capitalizzazione dei risultati e dei prodotti precedentemente sviluppati. In particolare, si focalizza sul processo di valutazione del potenziale solare dell'area di Como portato avanti nella prima fase del progetto, la cui esperienza, descritta nel report "Mappatura solare e potenziale territoriale" [1], viene riproposta variandone alcuni aspetti metodologici ed estendendo la scala di analisi. Tale esperienza ha portato a sua volta allo sviluppo di ulteriori analisi, risultati e prodotti.

1.1. CAPITALIZZAZIONE ATTIVITÀ DELLA PRIMA FASE DI PROGETTO

L'attività di valutazione del potenziale solare descritta nel presente documento è stata eseguita utilizzando come input i seguenti elementi, ottenuti nella prima fase del progetto:

- la metodologia di simulazione con il quale il potenziale solare è stato stimato;
- le linee guida per l'integrazione fotovoltaica, nate da un proficuo dialogo instaurato con le figure impegnate nell'ambito della conservazione e tutela del patrimonio di interesse storico e paesaggistico;
- il database realizzato a seguito di un processo di classificazione ed analisi delle tipologie edilizie presenti nell'area di Como, dal quale sono stati estratti i 6 nuovi edifici oggetto di valutazione nella seconda fase di progetto (paragrafo 1.2).

1.2. NUOVI EDIFICI DI RIFERIMENTO

La Tabella 1 mostra i 7 edifici selezionati, riportandone alcuni dati ed informazioni.

Tabella 1: edifici selezionati per la valutazione del potenziale solare.

Edificio	Area	Tipologia	Destinazione d'uso	Vincolo	Stato conservativo
 Villa in Viale Geno	Centro storico	Villa	Residenziale	Ambientale Specifico	Buono

 <p>Asilo Sant'Elia</p>	Centro storico	Asilo	Pubblico	Monumentale	Buono
 <p>Villa Maderni</p>	Parco regional e Spina Verde - Parchi regionali	Villa con parco	Turistica	Ambientale Specifico	Buono
 <p>Cascina Ca Matta</p>	Parco regional e Spina Verde - Parchi regionali	Cascina	n.d.	Ambientale Specifico	n.d.
 <p>Cascina Viola</p>	Parco regional e Spina Verde - Aree rurali	Cascina	Residenziale	Ambientale Specifico	n.d.
 <p>Ex centrale termica</p>	Area industriale	Sito produttivo	Dismessio	Nessuno	Cattivo

 <p>Ex mulino Frigerio</p>	Area industriale	Mulino	Residenziale	Nessuno	n.d.
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------	--------	--------------	---------	------

2. STIMA POTENZIALE FOTOVOLTAICO

2.1 METODOLOGIA

La metodologia utilizzata per lo studio dei 7 edifici individuati riprende la procedura implementata per la valutazione del **potenziale solare (inteso come produzione fotovoltaica e copertura della domanda elettrica)** dei 10 edifici selezionati nella prima fase del progetto, appartenenti alla tipologia “palazzi” [1]. Tuttavia, in questa fase del progetto:

- la domanda elettrica degli edifici, nella prima fase definita attraverso un modello dedicato alla generazione di profili di domanda elettrica di apparecchiature domestiche [1], è stata in questo caso stimata su base annuale tramite il confronto con edifici di simile destinazione d’uso riportati nel database HiBERAtlas (www.hiberatlas.com) e poi su base oraria tramite un software (EDGE-HP) che produce profili orari semplificati riguardo il fabbisogno elettrico di pompe di calore, dedicate al riscaldamento dei locali e dell’acqua calda sanitaria (paragrafo 2.1.1);
- la selezione delle tecnologie fotovoltaiche considerate, nella prima fase risultato del confronto tra Eurac Research e la Soprintendente al Patrimonio Architettonico di Como e Provincia, è stata effettuata in questo caso sulla base di linee guida sviluppate nella prima fase del progetto con il contributo di un più ampio gruppo di enti e professionisti che si occupano di progetti di integrazione del fotovoltaico in contesti di pregio storico e paesaggistico (paragrafo 2.1.3).

Nei seguenti paragrafi sono descritti i software utilizzati, il modello di simulazione generato, e due diversi scenari considerati per la valutazione del potenziale fotovoltaico sui 7 edifici selezionati. Infatti, analogamente a quanto svolto nella prima fase di progetto, sono stati identificati, valutati e messi a confronto tre scenari caratterizzati da diverso grado di integrazione del sistema fotovoltaico negli edifici e nel contesto.

2.1.1 Software

I software applicati per impostare gli input (presentati nei paragrafi 2.1.2 e 2.2.1) e per svolgere l'attività di valutazione del potenziale solare sono di seguito elencati.

- Rhinoceros [2], software per la modellazione 3D, è stato utilizzato per la generazione e caratterizzazione del modello geometrico 3D.
- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [3], sistema di informazioni geografiche e software di simulazione, ha fornito i dati meteorologici specifici relativi alle aree in cui sono localizzati i 6 edifici.
- Electric Demand GEnerator for Heat Pumps (EDGE-HP) [4], strumento sviluppato da Eurac Research per la generazione di profili orari di domanda elettrica di pompe di calore, ha permesso di sviluppare con una metodologia semplificata i carichi elettrici necessari, utilizzando input quali le caratteristiche dimensionali e di efficienza dell'involucro degli edifici, la destinazione d'uso, il valore di fabbisogno termico annuo, la temperatura dell'ambiente, e alcuni setpoint di temperatura.
- Building Integrated Photovoltaic (BIPV) design tool [5], [6], [7], strumento sviluppato da Eurac Research per l'ottimizzazione di sistemi fotovoltaici integrati negli edifici e in altre strutture, è stato applicato in questa analisi in modalità simulazione. Essenzialmente, ha permesso di stimare l'irraggiamento sulle superfici disponibili per l'installazione di moduli fotovoltaici, in seguito calcolare la produzione di energia elettrica attesa e valutarne la corrispondenza oraria con il profilo di domanda elettrica considerato. Tale sequenza è applicata ad ognuno dei 6 edifici.

2.1.2 Modello di simulazione

Il modello di simulazione, generato attraverso l'utilizzo dei software sopraelencati (paragrafo 2.1.1) per la valutazione del potenziale fotovoltaico, è costituito dai seguenti elementi.

- Modello geometrico 3D, contenente i 6 edifici individuati, gli edifici circostanti, la morfologia dell'area in oggetto (inclusi la collina e il lago presenti nelle vicinanze), le superfici messe a disposizione per l'integrazione di moduli fotovoltaici (ad esempio tetti e facciate). Tutti i volumi presenti nel modello 3D sono stati caratterizzati da specifici materiali, al fine di considerarne l'effetto di riflessione della radiazione solare verso le superfici fotovoltaiche.

Software: Rhinoceros [2]

Fonte dei dati: Google Earth, Viewer geografico 3D - Geoportale Regione Lombardia [8].



Figura 1: modello 3D dell'area in oggetto.

- File meteo, contenente (insieme ad altri dati) valori orari di irraggiamento e di temperatura dell'ambiente relativi alla posizione degli edifici presi in esame, generati per un anno meteorologico tipico (TMY).
Software e fonte dei dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [3].
- Profili annuali di domanda elettrica, contenenti valori orari relativi al consumo di una pompa di calore per riscaldamento degli ambienti e dell'acqua calda sanitaria.
Software: Electric Demand GEnerator for Heat Pumps (EDGE-HP) [4].
Fonte dei dati: database edifici riqualificati Hiberatlas (ref: www.hiberatlas.com)

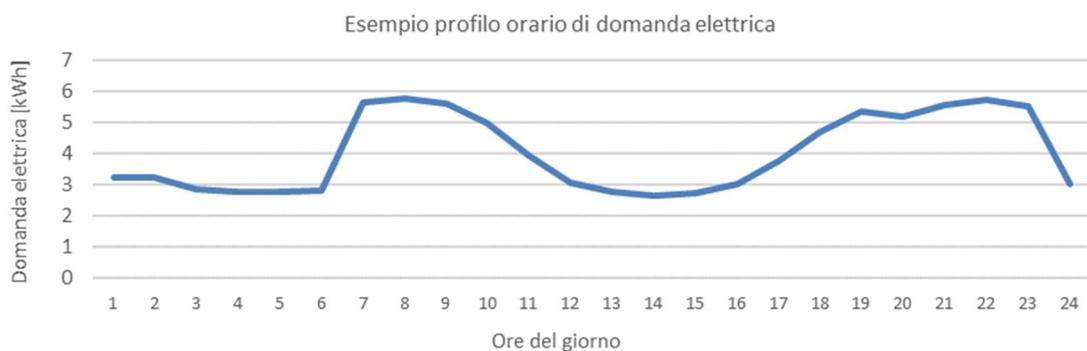


Figura 2: esempio di profilo orario di domanda elettrica stimato per uno dei 6 edifici selezionati, relativo ad un giorno invernale.

- Caratteristiche del sistema fotovoltaico e, nello specifico, dei moduli considerati (colore, efficienza, dimensioni). Nel modello di simulazione sono considerati due diversi scenari, descritti nel paragrafo 2.1.3.
Fonte dei dati: datasheets di prodotti disponibili sul mercato (riferimenti indicati in Tabella 2).

2.1.3 Scenari di valutazione del potenziale solare

Di seguito sono descritti i due diversi scenari considerati nell'attività di simulazione.

Scenario 1 (Scenario BIPV Standard): applicazione di moduli fotovoltaici denominati "tradizionali" nel presente documento. A tali moduli è assegnata un'efficienza corrispondente al valore medio registrato sul mercato per moduli in silicio cristallino, e una colorazione blu/nera che comporta un basso potenziale di integrazione estetica nel contesto considerato, caratterizzato per lo più da edifici con tetti in coppi tipo terracotta. L'applicazione dei moduli fotovoltaici è prevista esclusivamente sulle coperture dei 6 edifici. La Figura 3 mostra degli esempi di moduli fotovoltaici disponibili sul mercato, a cui si è fatto riferimento nello Scenario 1.



Figura 3: esempi di moduli fotovoltaici considerati nello Scenario 1. VE360PVTB Total Black © GruppoSTG (sinistra), FU 425 M ZEBRA Pro All Black © FuturaSun (centro), BMI PV InDaX © BMI Group (destra).

Scenario 2 (Innovativo 1) e Scenario 3 (Innovativo 2): applicazione di moduli fotovoltaici denominati "innovativi" nel presente documento. In questo caso la selezione dei moduli è stata effettuata seguendo le indicazioni contenute nel documento "Linee guida per l'integrazione del fotovoltaico in contesti di pregio storico e paesaggistico" [9] (maggiori dettagli sono riportati nel sottoparagrafo 2.1.3.1), il quale ha guidato l'individuazione di tecnologie disponibili sul mercato applicabili nel contesto considerato. I moduli individuati presentano un'efficienza minore rispetto a quelli considerati nello Scenario BIPV standard, ma alto potenziale di integrazione estetica, offrendo un'ampia gamma di colorazioni e diversi gradi di trasparenza. L'applicazione dei moduli fotovoltaici è prevista sulle coperture dei 7 edifici, su facciate e vetrate di alcuni di essi. La Figura 4 mostra degli esempi di moduli fotovoltaici disponibili sul mercato, a cui si è fatto riferimento negli Scenari Innovativi.



Figura 4: esempi di moduli fotovoltaici considerati nello Scenario 2. Invisible Solar © DYAQUA (sinistra), moduli fotovoltaici vetro-vetro colorati © Metsolar (centro), vetro fotovoltaico con film sottile in silicio amorfo © Onyx Solar (destra).

2.1.3.1 Linee guida per l'integrazione fotovoltaica

Il documento “Linee guida per l'integrazione del fotovoltaico in contesti di pregio storico e paesaggistico” [9] è stato redatto da Regione Lombardia ed Eurac Research, come risultato di una serie di tavoli di lavoro che hanno visto la partecipazione di varie figure coinvolte nei processi di progettazione, di valutazione/autorizzazione e di realizzazione di progetti di integrazione fotovoltaica (Soprintendenze, aziende produttrici, ordini professionali e altri enti). Tale documento illustra i principali criteri da considerare per la valutazione dei diversi tipi di intervento, mettendo a sistema vari aspetti. Di seguito sono ripresi alcuni dei criteri più significativi presi in considerazione nella definizione degli scenari di simulazione, e in particolare nella fase di selezione delle tecnologie “innovative” da considerare nello Scenario 2.

- Scegliere gamme cromatiche compatibili rispetto ai colori dei materiali tradizionali e dell'edificio originario su cui si interviene e rispetto all'ambiente urbano o naturale più ampio di riferimento (per quanto riguarda le coperture tradizionali, tipiche del contesto italiano e lombardo, i colori più diffusi sono quelli nelle gamme dei rossi – terracotta dei manti in tegole e coppi, dei grigio-verdi per i rivestimenti in pietra).
- Prediligere pannelli privi di telai o utilizzare i medesimi colori per pannelli e telai.
- Considerare fattori quali la morfologia dell'edificio, la sua visibilità dall'ambiente circostante (in particolare da punti di osservazione significativi, quali, ad esempio, da spazi pubblici o da punti o percorsi panoramici).
- Scegliere pattern che rendono la cella fotovoltaica non visibile.
- Preferire moduli trasparenti per interventi su lucernari, verande, serre e giardini di inverno in parchi storici.
- Evitare una disposizione dei pannelli che vada ad alterare le linee generali dell'edificio oggetto di intervento; mantenere l'inclinazione dell'elemento tecnico di riferimento (ad esempio inclinazione delle falde dei tetti, lucernai, serre).

2.2 SIMULAZIONI

Come menzionato in precedenza (sezione 2.1), la metodologia utilizzata per lo studio dei 6 edifici individuati riprende la procedura implementata nella prima fase del progetto. Una volta costruito il modello 3D, attribuite le specifiche condizioni meteo, individuate le superfici disponibili per l’inserimento fotovoltaico, generati i profili di domanda elettrica degli edifici e attribuite le caratteristiche ai moduli, è stato applicato il “BIPV design tool” (paragrafo 2.1.1) per effettuare le simulazioni. Dopo un iniziale calcolo del potenziale irraggiamento sulle superfici disponibili, il software stima un profilo orario di generazione elettrica attesa (Wh/m^2), valuta la corrispondenza con il profilo orario di domanda, quindi la potenziale copertura dei consumi (%), per ogni edificio. I seguenti paragrafi illustrano gli input considerati nelle simulazioni e i relativi risultati.

2.2.1 Input delle simulazioni

La Tabella 2 associa i 6 edifici selezionati con i relativi valori di fabbisogno termico annuo assegnati (utilizzati per stimare i profili di domanda elettrica con il software “EDGE-HP” (paragrafo 2.1.1)) e le caratteristiche delle tecnologie fotovoltaiche considerate.

Tabella 2: parametri assegnati ai 6 edifici: fabbisogno termico annuo considerato per stimare i profili di domanda elettrica; caratteristiche delle tecnologie fotovoltaiche nei due diversi scenari di simulazione.

Edificio	Fabbisogno termico annuo [kWh/m^2] *	Scenario 1 (moduli “tradizionali”)
 Villa in Viale Geno (ID 1)	24.1	<u>Tetto</u> Tecnologia: silicio monocristallino, celle riconoscibili, colore nero Efficienza: 0.21
 Asilo Sant’Elia (ID 2)	54.5	<u>Tetto</u> Tecnologia: silicio monocristallino, celle riconoscibili, colore nero Efficienza: 0.21

 <p>Villa Maderni (ID 3)</p>	26.8	<p><u>Tetto</u></p> <p>Tecnologia: silicio monocristallino, celle riconoscibili, colore nero</p> <p>Efficienza: 0.21</p>
 <p>Cascina Ca Matta (ID 4)</p>	78.5	<p><u>Tetto</u></p> <p>Tecnologia: silicio monocristallino, celle riconoscibili, colore nero</p> <p>Efficienza: 0.21</p>
 <p>Cascina Viola (ID 5)</p>	77.6	<p><u>Tetto</u></p> <p>Tecnologia: silicio monocristallino, celle riconoscibili, colore nero</p> <p>Efficienza: 0.21</p>
 <p>Ex centrale termica (ID 6)</p>	66	<p><u>Tetto</u></p> <p>Tecnologia: silicio monocristallino, celle riconoscibili, colore nero</p> <p>Efficienza: 0.21</p>
 <p>Ex mulino Frigerio (ID 7)</p>	42.8	<p><u>Tetto</u></p> <p>Tecnologia: silicio monocristallino, celle riconoscibili, colore nero</p> <p>Efficienza: 0.21</p>

* Fonte, criterio assegnazione valori: la domanda elettrica degli edifici è stata stimata su base annuale tramite il confronto con edifici di simile destinazione d'uso riportati nel database HiBERatlas (www.hiberatlas.com) e poi su base oraria tramite un software (EDGE-HP) che produce profili orari semplificati riguardo il fabbisogno elettrico di pompe di calore, dedicate al riscaldamento dei locali e dell'acqua calda sanitaria (paragrafo 2.1.1)

Edificio	Elemento tecnico	Scenario 2 (moduli "innovativi")	Scenario 3 (moduli "innovativi")
 <p>Villa in Viale Geno (ID 1)</p>	<p>1. Copertura piana dell'edificio con parapetto (terrazzo) 2. Copertura a falde dell'edificio 3. Finestre (abbaini) 4-5. Copertura abbaini</p>	<p>1. Pavimento fotovoltaico Efficienza: 0.128 2. Tegola fotovoltaica Efficienza: 0.12 3. Vetro fotovoltaico Efficienza: 0.07 4. Pannello flessibile Efficienza: 0.185</p>	<p>1. Pavimento fotovoltaico Efficienza: 0.128 2. Nessun intervento 3. Vetro fotovoltaico Efficienza: 0.07 5. Modulo curvo Efficienza: 0.209</p>
 <p>Asilo Sant'Elia (ID 2)</p>	<p>1. Copertura piana dell'edificio con parapetto (terrazzo) 2. Copertura piana dell'edificio senza parapetto 3. Finestre</p>	<p>1. Pavimento fotovoltaico (grigio) Efficienza: 0.128 2. Modulo fotovoltaico (grigio chiaro) Efficienza: 0.153 3. Vetro fotovoltaico (trasparente) Efficienza: 0.07</p>	<p>/</p>
 <p>Villa Maderni (ID 3)</p>	<p>1-2. Copertura a falde dell'edificio 3. Finestre (tetto e abbaino)</p>	<p>1. Modulo fotovoltaico (rosso) Efficienza: 0.145 3. Vetro fotovoltaico (trasparente) Efficienza: 0.07</p>	<p>2. Coppo fotovoltaico Efficienza: 0.111 3. Vetro fotovoltaico (trasparente) Efficienza: 0.07</p>
 <p>Cascina Ca Matta (ID 4)</p>	<p>1-2. Copertura a falde dell'edificio 3-4. Tettoia 5. Finestre (tetto)</p>	<p>1. Modulo fotovoltaico (rosso) Efficienza: 0.145 3. Modulo fotovoltaico (rosso) Efficienza: 0.145 5. Vetro fotovoltaico (trasparente) Efficienza: 0.07</p>	<p>2. Coppo fotovoltaico Efficienza: 0.111 4. Coppo fotovoltaico Efficienza: 0.111 5. Vetro fotovoltaico (trasparente) Efficienza: 0.07</p>

 <p>Cascina Viola (ID 5)</p>	<p>1-2. Copertura a falde dell'edificio 3. Pavimentazione</p>	<p>1. Modulo fotovoltaico (rosso) Efficienza: 0.145 3. Vetro fotovoltaico (trasparente) Efficienza: 0.07</p>	<p>2. Coppo fotovoltaico Efficienza: 0.111 3. Vetro fotovoltaico (trasparente) Efficienza: 0.07</p>
 <p>Ex centrale termica (ID 6)</p>	<p>1-2. Copertura a falde dell'edificio 3. Finestre</p>	<p>1. Modulo fotovoltaico (rosso) Efficienza: 0.145 3. Vetro fotovoltaico (trasparente) Efficienza: 0.07</p>	<p>2. Coppo fotovoltaico Efficienza: 0.111 3. Pavimento fotovoltaico Efficienza: 0.128</p>
 <p>Ex mulino Frigerio (ID 7)</p>	<p>1-2. Copertura a falde dell'edificio 3. Facciata (solo sud) 4. Tettoia</p>	<p>1. Modulo fotovoltaico (rosso) Efficienza: 0.145 3. Modulo fotovoltaico (beige) Efficienza: 0.145 4. Modulo fotovoltaico (grigio chiaro) Efficienza: 0.153</p>	<p>2. Coppo fotovoltaico Efficienza: 0.111 3. Modulo fotovoltaico (beige) Efficienza: 0.145 4. Modulo fotovoltaico (grigio chiaro) Efficienza: 0.153</p>

2.2.2 Risultati delle simulazioni

La Tabella 3 riporta i risultati delle simulazioni, associando ad ognuno dei 7 edifici analizzati, per i tre diversi scenari, il relativo potenziale solare in termini di produzione fotovoltaica cumulativa annua e copertura della domanda elettrica. Si ricorda che il valore di **copertura della domanda elettrica** stimato **considera il contributo dell'energia generata e direttamente consumata dall'edificio**, escludendo la quota prodotta e immessa in rete.

Tabella 3: risultati delle simulazioni: produzione cumulativa annua e copertura della domanda elettrica.

ID	Produzione cumulativa annua [MWh]			Copertura domanda elettrica [%]		
	Scenario 1 (moduli "tradizionali")	Scenario 2 (moduli "innovativi1")	Scenario 3 (moduli "innovativi2")	Scenario 1 (moduli "tradizionali")	Scenario 2 (moduli "innovativi1 ")	Scenario 3 (moduli "innovativi2")
1	67	30	6	43	39	20
2	185	179	/	53	53	/
3	235	159	122	42	40	39
4	59	39	30	36	33	31
5	100	93	74	32	31	29
6	123	113	92	32	33	31
7	46	35	30	40	39	38

I risultati delle simulazioni sono messi a confronto nella Tabella 4 al fine di individuare la variazione di performance stimata per lo Scenario 2 (moduli fotovoltaici "innovativi1") rispetto allo Scenario 1 (moduli fotovoltaici "tradizionali").

Dal punto di vista energetico, lo scenario 3 è peggiorativo rispetto al 2, pertanto non viene riportato un confronto in Tabella 4.

Tabella 4: confronto tra risultati ottenuti nei due scenari di simulazione.

Edificio	Variazione potenziale solare Scenario 2 rispetto a Scenario 1 [%]	
	Produzione cumulativa annua	Copertura domanda elettrica
Villa in Viale Geno	-55	-6
Asilo Sant'Elia	-3	/
Villa Maderni	-32	-1
Cascina Ca Matta	-34	-5
Cascina Viola	-7	+1
Ex centrale termica	-8	-1
Ex mulino Frigerio	-24	2

I valori riportati mostrano come, a fronte di una notevole diminuzione della produzione cumulativa annua attesa integrando moduli fotovoltaici “innovativi” per alcuni edifici (fino a -55%), la variazione della percentuale di copertura della domanda elettrica è molto meno significativa (al massimo -6%).

3. ANALISI ECONOMICHE E MAPPA GIS

3.1 ANALISI ECONOMICHE

Le seguenti analisi mirano a quantificare il potenziale beneficio economico dovuto all’installazione di tecnologie BIPV in involucro, per i tre scenari di integrazione introdotti nei paragrafi precedenti. Basandosi sulle simulazioni del potenziale solare descritte nei paragrafi precedenti e della stima del consumo orario di energia elettrica degli edifici analizzati, è possibile quantificare per ogni scenario la quantità di energia prodotta e auto-consumata direttamente dall’edificio e la quantità di energia prodotta e ceduta alla rete. Per la prima, il beneficio economico si può valutare in termini di risparmio annuale in bolletta, considerando una valorizzazione dell’energia auto consumata pari al Prezzo unico nazionale (PUN), legato al prezzo di vendita dell’energia che si forma sul mercato elettrico. Per la quota parte di energia ceduta alla rete, il Dlgs 199/2021 stabilisce la possibilità di accedere allo schema del ritiro dedicato, il quale consiste nella cessione al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) dell’energia elettrica immessa in rete. Il GSE il corrisponde al produttore un importo per ogni kWh immesso in rete. Per gli impianti fotovoltaici incentivati, di potenza fino a

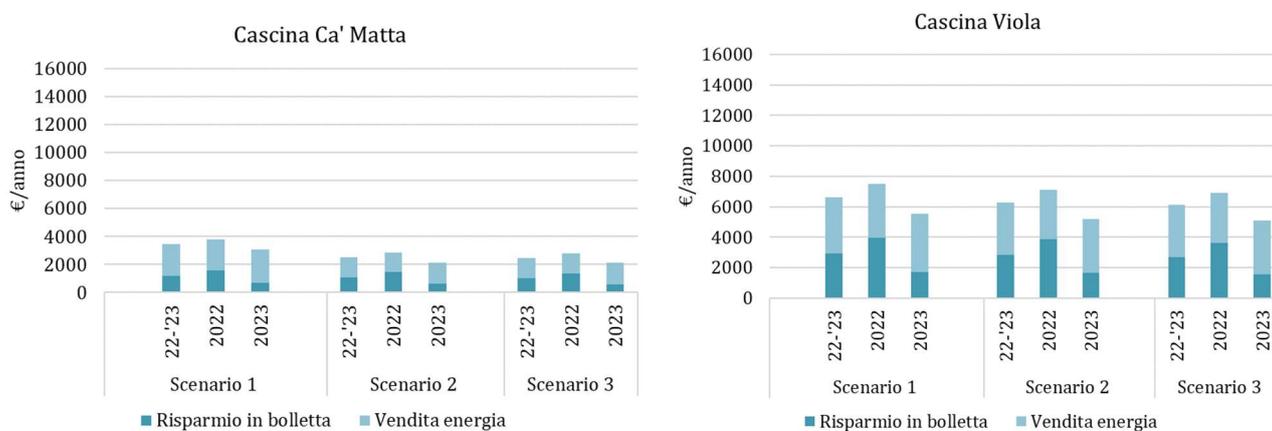
100 kW, l'importo riconosciuto è determinato ogni anno sulla base dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG). Tuttavia, per gli impianti per i quali si applicano i PMG è previsto il riconoscimento di un conguaglio annuale, se positivo, con l'applicazione del Prezzo Zonale Orario PO. Nella seguente analisi, si farà riferimento ai PMG. In Tabella 5 sono riassunti gli importi dei prezzi considerati per l'analisi. Il prezzo dell'energia, che ha visto un picco nel 2022 (303.1 €/MWh) nel 2023 ha visto un decremento significativo, sebbene ancora non paragonabile alla situazione del mercato del 2019. Tuttavia, considerare questi due anni fornisce un buon esempio di come la profittabilità delle installazioni BIPV dipenda molto dalle contingenze del mercato elettrico.

Tabella 5. Importi del PUN e dei PMG considerati per l'analisi.

	2022-2023	2022	2023
PUN [€/MWh]	224.1	303.1	129.3
PMG [€/MWh]	42.35	40.7	44

La Figura 5 e le Tabella 6 e

Tabella 7, riportano i risultati dell'analisi, i quali mostrano in generale una profittabilità più bassa per l'anno 2023, come ci si aspetterebbe, data la decrescita del prezzo dell'energia (PUN), anche se i PMG sono leggermente saliti. L'entità del risparmio dipende dalla superficie di BIPV installata, tuttavia si può notare una generale preponderanza della vendita dell'energia alla rete nei vari casi, segno che la percentuale di energia autoconsumata è bassa nei vari scenari analizzati.



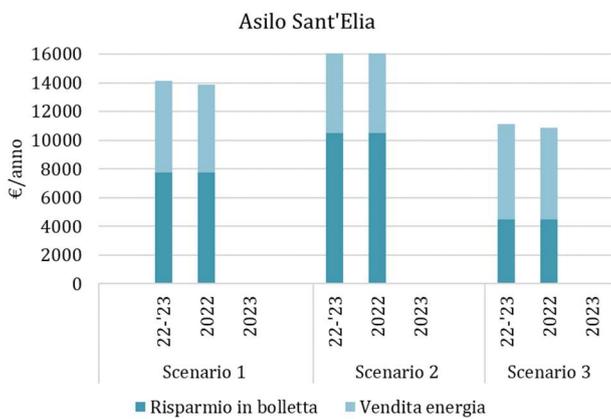
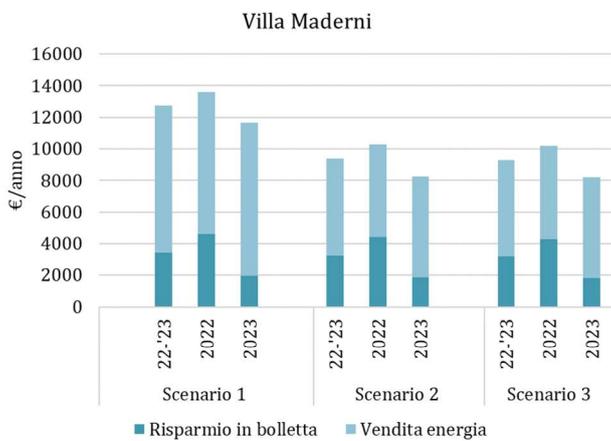
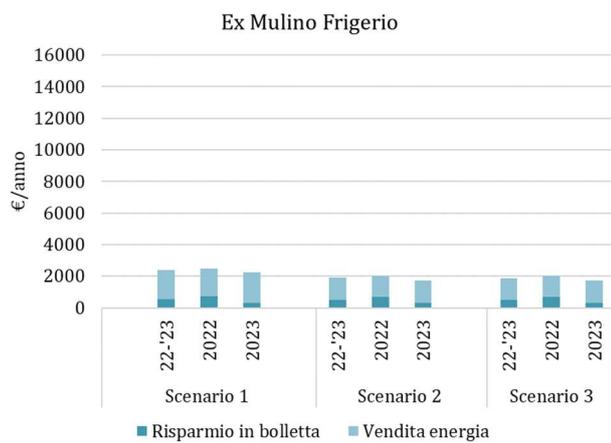
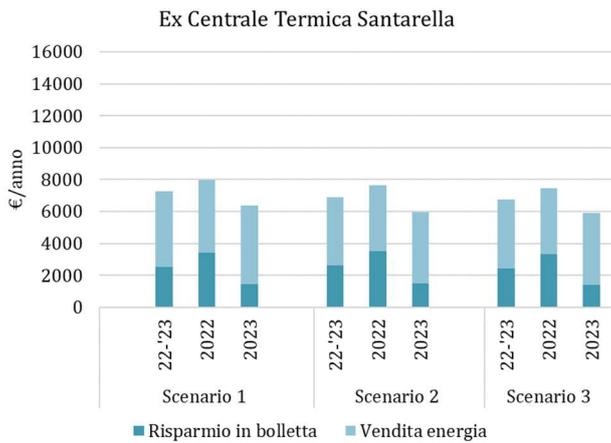


Figura 5. Risultati dell'analisi economica per i 6 edifici in oggetto, considerando tre scenari di integrazione e tre scenari del mercato elettrico.

Tabella 6. Risultati dell'analisi economica: risparmio annuo in bolletta

		Risparmio in bolletta €/anno						
		Cascina Ca Matta	Cascina Viola	Ex Centrale Termica Santarella	Ex Mulino Frigerio	Villa Maderni	Villa Viale Geno	Asilo Sant'Elia
Scenario 1	Media'22-'23	1175	2949	2532	526	3420	1014	7769
	2022	1589	3989	3425	711	4627	1371	7769
	2023	678	1701	1461	303	1973	585	
Scenario 2	Media'22-'23	1077	2857	2611	512	3258	920	10508
	2022	1457	3864	3532	693	4406	1244	10508
	2023	621	1648	1506	296	1879	530	
Scenario 3	Media'22-'23	1012	2673	2453	499	3176	472	4481
	2022	1368	3615	3318	675	4296	638	4481
	2023	584	1542	1415	288	1832	272	

Tabella 7. Risultati dell'analisi economica: vendita energia alla rete.

		Vendita energia €/anno						
		Cascina Ca Matta	Cascina Viola	Ex Centrale Termica Santarella	Ex Mulino Frigerio	Villa Maderni	Villa Viale Geno	Asilo Sant'Elia
Scenario 1	Media'22-'23	2277	3678	4730	1849	9306	2646	6378
	2022	2188	3534	4546	1777	8943	2543	6122
	2023	2365	3821	4915	1921	9668	2749	
Scenario2	Media'22-'23	1448	3399	4292	1385	6118	1097	6129
	2022	1392	3266	4125	1331	5880	1054	5883
	2023	1505	3531	4459	1439	6356	1139	
Scenario 3	Media'22-'23	1460	3433	4322	1388	6133	1181	6626
	2022	1404	3300	4154	1334	5894	1135	6360
	2023	1517	3567	4490	1442	6372	1227	

Nella Tabella 8, vengono confrontati gli indicatori economici per gli scenari di integrazione 2 e 3 in relazione allo scenario 1, per lo scenario economico media prezzi '22-'23. Per il confronto tra scenario 1 e 2, risulta evidente come, poiché la copertura del carico elettrico è simile tra i due scenari (vedi Tabella 4), l'indicatore del risparmio in bolletta varia di poco, o affatto, come nel caso dell'Asilo Sant'Elia. Questo dipende dalla superficie disponibile per l'installazione BIPV, la quale può aumentare utilizzando strategie di integrazione innovative (es. BIPV colorato), controbilanciando la possibile ridotta efficienza dei sistemi BIPV. Gli introiti derivanti dalla vendita dell'energia, invece, sono direttamente proporzionali alla quantità di energia prodotta in eccesso, per cui impianti con minore potenza di picco installata,

possono coprire la stessa percentuale di carico elettrico, ma produrranno una quantità minore di energia in eccesso, riducendo pertanto l'importo massimo ottenibile dalla vendita della stessa alla rete.

Tabella 8. Variazione annuale degli indicatori economici, per lo scenario economico media prezzi '22-'23, confronto Scenario 2 rispetto a Scenario 1 [%]

Variazione annuale Scenario 2 rispetto a Scenario 1 [%]		
Edificio	Risparmio in bolletta	Vendita energia
Cascina Ca Matta	-8.3%	-36.4%
Cascina Viola	-3.1%	-7.6%
Ex Centrale Termica Santarella	3.1%	-9.3%
Ex Mulino Frigerio	-2.5%	-25.1%
Villa Maderni	-4.8%	-34.3%
Villa Viale Geno	-9.3%	-58.5%
Asilo Sant'Elia	0.0%	-4.0%

3.2 MAPPA GIS

I risultati delle analisi energetiche ed economiche per gli edifici di riferimento riportati nel capitolo precedente sono stati inseriti in un layer dedicato alla rappresentazione geospaziale delle analisi. All'interno del file (shapefile) è stato quindi rappresentato ogni edificio e i risultati delle analisi riportate come attributi. Questa rappresentazione permette quindi di geolocalizzare i risultati ottenuti e di poterli visualizzare ed utilizzare all'interno di un ambiente GIS.

Il file così ottenuto è pubblicato come risultato di progetto e liberamente scaricabile dal sito del progetto. È inoltre pubblicata una mappa dinamica (BIPVmeetsHistory) che permetterà la visualizzazione online dei dati precedentemente descritti (ref: <https://maps.eurac.edu/maps/1438>).

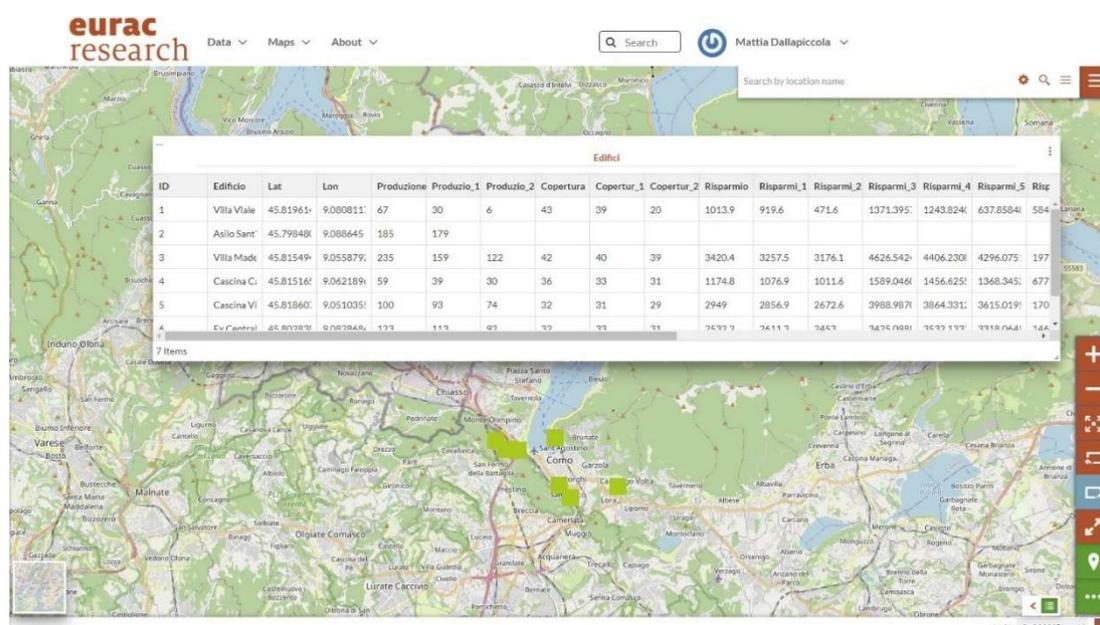


Figura 6: Screenshot della mappa GIS con i risultati del progetto, pubblicata in <https://maps.eurac.edu/maps/>

4. CONCLUSIONI

L'attività di valutazione del potenziale solare è stata eseguita utilizzando come input i risultati della prima fase del progetto, focalizzandosi sul processo di valutazione dell'area di Como riproponendo e variando alcuni aspetti metodologici ed estendendo la scala di analisi. In particolare sono stati analizzati 7 edifici di diverse tipologie riprendendo la procedura implementata per la valutazione del potenziale solare, inteso come produzione fotovoltaica e copertura della domanda elettrica.

Per ogni edificio sono stati elaborati 3 scenari di integrazione ("BIPV standard" con moduli neri ad alta efficienza, "BIPV innovativo 1" e "BIPV innovativo 2"). Gli scenari 2 e 3 con BIPV innovativo propongono un'integrazione più spinta dal punto di vista estetico seguendo le indicazioni delle linee guida sviluppate nella prima fase del progetto. I risultati delle simulazioni mostrano che, dal punto di vista energetico, la minor efficienza dei moduli "innovativi" causa una notevole riduzione della produzione elettrica per la maggior parte degli edifici (fino a 55% in meno) mentre non c'è un grande impatto sulla copertura della domanda elettrica, perdendo al massimo il 6% rispetto allo scenario BIPV standard.

Conseguentemente, dal punto di vista dell'impatto economico, lo scenario con BIPV innovativo (in particolare, lo scenario 2) rispetto allo scenario BIPV standard (i.e. scenario 1) presenta: (i) simili valori di "risparmio in bolletta annuale" (tra il +3% e il -10% per i vari casi studio); (ii) diminuzione dei valori derivanti dalla vendita di energia annuale (da -4% fino a -58% per i vari casi studio).

Infine, tutti i risultati ottenuti nella fase di progetto 2 insieme a quelli della fase 1, sono stati riportati in un file vettoriale accessibile da GIS, per essere di immediata lettura e disseminare in modo più ampio gli indicatori chiave frutto dell'analisi svolta nel progetto.

5. RIFERIMENTI

- [1] G. Guazzi *et al.*, 'Mappatura solare e potenziale territoriale'. 2021. [Online]. Available: <https://www.bipvmeetshistory.eu/wp-content/uploads/2022/07/2021.07.20-WP3.2-Report.pdf>
- [2] Robert McNeel & Associates, 'Rhinceros'. <https://www.rhino3d.com/>
- [3] JRC - European Commission, 'Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)'. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solrespvgis.htm>
- [4] M. Dallapiccola, G. Barchi, J. Adami, and D. Moser, 'The role of flexibility in photovoltaic and battery optimal sizing towards a decarbonized residential sector', *Energies*, vol. 14(8), no. 2326, 2021, doi: <https://doi.org/10.3390/en14082326>.
- [5] M. Lovati, R. Albatici, L. Maturi, and D. Moser, 'Effect of module orientation and batteries on performance of building integrated photovoltaic system'. 2017. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/320299879_EFFECT_OF_MODULE_ORIENTATION_AND_BATTERIES_ON_PERFORMANCE_OF_BUILDING_INTEGRATED_PHOTVOLTAIC_SYSTEMS
- [6] M. Lovati, G. Salvalai, G. Fratus, L. Maturi, R. Albatici, and D. Moser, 'New method for the early design of BIPV with electric storage: a case study in northern Italy', *Sustainable Cities and Society*, vol. 48, no. 101400, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.12.028>.
- [7] M. Lovati, J. Adami, and D. Moser, 'Open source tool for a better design of BIPV+battery system: an applied example', presented at the EU PVSEC, 2018. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/328006915_OPEN_SOURCE_TOOL_FOR_A_BETTER_DESIGN_OF_BIPV_BATTERY_SYSTEM_AN_APPLIED_EXAMPLE
- [8] Regione Lombardia, 'Viewer geografico 3D - Geoportale'. [Online]. Available: <https://www.cartografia.servizirl.it/viewer32-3D/index.html>
- [9] Regione Lombardia and Eurac Research, 'Linee guida per l'integrazione del fotovoltaico in contesti di pregio storico e paesaggistico'. 2022. [Online]. Available: <https://www.regione.lombardia.it/wps/wcm/connect/d958a182-371a-4e69-8580-74b3d9c1ad63/linee-guida-integrazione-fotovoltaico-contesti-pregio-storico-paesaggistico-documento.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE-d958a182-371a-4e69-8580-74b3d9c1ad63-oiZG3wB>
- [10] Metsolar, 'Custom size and shape solar panels'. <https://metsolar.eu/customization-options/#glasscolor>
- [11] DYAQUA, 'Invisible Solar - coppo fotovoltaico'. [Online]. Available: https://www.dyaqua.it/invisiblesolar/_it/index.php
- [12] Sunage SA, 'Palette standard Suncol colors'. [Online]. Available: https://sunage.ch/pdf/Suncol-Facade-Standard-Colours_en.pdf

[13] Onyx Solar, 'Technical data sheets: amorphous silicon PV glass'. [Online]. Available: http://onyxsolardownloads.com/docs/ALL-YOU-NEED/Technical_Guide.pdf