

IL FOTOVOLTAICO DI OGGI È TUTTA UN'ALTRA STORIA



BIPV meets history

WP5 – Linee guida per lo sviluppo di modelli di business sostenibili.

Autori:

Martina Pelle, David Moser – Eurac Research

Coordinamento:**Dettaglio documento:****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: 603882

Codice CUP: D56C18000610007

Durata del progetto: Maggio 2019 - Ottobre 2021 (30 mesi)

Partners:

Scuola universitaria professionale
della Svizzera italiana

SUPSI



Regione
Lombardia



Photovoltaic module manufacturer

ticino * energia



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
2 Analisi del rischio nei sistemi BIPV	8
2.1 Matrice di rischio	8
2.2 Metodologia di analisi del rischio tecnico e influenza sulle prestazioni tecnico-economiche dei sistema BIPV	9
2.2.1 Caso studio.....	10
2.2.2 Metodologia	10
2.2.3 Input e funzioni obiettivo	12
2.2.4 Risultati	14
2.2.5 Conclusioni.....	17
Bibliografia.....	18

1 Introduzione

L'integrazione del fotovoltaico in contesti tutelati e di pregio necessita di una particolare attenzione al rispetto dei vincoli del patrimonio e la preservazione di valori storici e naturali. In questo contesto, le tecnologie BIPV altamente personalizzabili garantiscono maggiori possibilità estetiche, richieste dalle applicazioni architettoniche per garantire flessibilità nella progettazione. La capacità dei prodotti BIPV di adattarsi al linguaggio architettonico e alla composizione degli edifici, attraverso forme, dimensioni, colori e texture differenti, rappresenta un chiaro vantaggio per l'integrazione di BIPV nell'involucro edilizio. Le ampie possibilità di personalizzazione costituiscono da un lato la forza e l'unicità dei prodotti BIPV nel panorama fotovoltaico, ma dall'altro possono rappresentare anche un limite per la produzione industriale e la riduzione dei costi. Infatti, sebbene al giorno d'oggi il mercato delle soluzioni BIPV, in particolare quelle ad alto potenziale di integrazione estetica, sia in crescita, esso continua ad occupare una nicchia del mercato fotovoltaico. Prodotti altamente personalizzabili consentono ai progettisti di studiare e selezionare liberamente le migliori caratteristiche di integrazione dei moduli BIPV nei loro progetti. È tuttavia fondamentale tenere presente la multifunzionalità dei moduli BIPV come elementi dell'involucro tecnologico. Per garantire la completa libertà di espressione ai progettisti, deve esserci una gamma sufficiente di moduli, colori e finiture, in modo che sia possibile progettare utilizzando questi elementi come materiali da costruzione tradizionali. Sebbene sostanziali miglioramenti siano stati fatti per i tre livelli dell'integrazione tecnologica, estetica ed energetica un passo avanti deve essere fatto verso un ulteriore livello di integrazione: l'integrazione dei sistemi BIPV all'interno del processo di progettazione architettonica e tecnologica dei sistemi di involucro. Infatti, l'integrazione di moduli BIPV in involucro dovrebbe essere affrontata come parte di un processo di progettazione integrato, che includa aspetti architettonici, tecnologici ed energetici, per ottenere installazioni di qualità. In questo, risulta fondamentale individuare il ruolo e le potenzialità specifiche degli stakeholders lungo tutta la catena del valore, a partire dai produttori di moduli BIPV, passando per gli attori del settore edile e operanti nel mercato elettrico. Parallelamente, è fondamentale introdurre nel processo di progettazione un'accurata e attenta valutazione del rischio, per poter definire in maniera accurata il potenziale di profittabilità delle installazioni BIPV integrate.

Questo report si propone di evidenziare le principali sinergie tra gli stakeholders coinvolti nello sviluppo di progetti BIPV, al fine di individuare le opportunità di collaborazione tra le imprese del tessuto industriale transfrontaliero. Inoltre, al fine di individuare e affrontare il tema dell'analisi del rischio tecnico nello sviluppo di progetti BIPV, verranno individuati i principali rischi specifici legati a questa tecnologia durante le varie fasi progettuali. Al fine di valutare l'impatto che tali rischi possono avere all'interno della vita utile del progetto e sulla sua sostenibilità economica, è stata condotta un'analisi tecnico-economica dettagliata. Le tecnologie BIPV considerate per questa analisi sono tecnologie innovative del tipo hidden coloured. Per lo sviluppo del caso studio è inoltre stato considerato attentamente il

posizionamento dei moduli per evitare situazioni di ombreggiamento differenziale, e il matching energetico tra produzione e domanda elettrica, considerando anche uno scenario di elettrificazione della domanda termica degli edifici. È stata infine definita l'influenza di questi aspetti sul costo livellato dell'energia. La metodologia è stata applicata ad un caso studio su territorio italiano, il quale insiste in un contesto tutelato, per cui si sono resi disponibili una serie di informazioni di dettaglio in merito alle curve di domanda elettrica, fabbisogno termico, geometria e contesto. Per una corretta valutazione della profittabilità dell'impianto BIPV è fondamentale disporre di informazioni il più possibile dettagliate in merito a questi aspetti, che definiscono ogni intervento in maniera peculiare. Tuttavia, la metodologia sviluppata è da ritenersi valida per l'intera area di analisi del progetto.

2 Individuazione del ruolo dei diversi stakeholders per la progettazione multilivello di sistemi BIPV

L'integrazione di moduli BIPV in involucro è parte di un processo di progettazione integrato, che deve includere aspetti architettonici, tecnologici ed energetici, per ottenere installazioni di qualità. Prodotti altamente personalizzabili consentono ai progettisti di studiare e selezionare liberamente le migliori caratteristiche di integrazione dei moduli BIPV nei loro progetti. Ma è sempre importante tenere presente la multifunzionalità dei moduli BIPV come elementi dell'involucro tecnologico. Possono essere prodotti moduli BIPV in un'ampia gamma di dimensioni o forme, ma è necessario tenere in considerazione

- i) il sistema elettrico richiesto, costituito da celle fotovoltaiche e connessioni elettriche
- ii) i requisiti funzionali richiesti al sistema di facciata che utilizza il prodotto BIPV, per cui deve essere predisposta un'adeguata sottostruttura e sistema di fissaggio.

Pertanto, la progettazione architettonica e tecnica deve essere affrontata contemporaneamente. Per ottenere i migliori risultati dall'installazione di BIPV, i progettisti devono considerare l'energia generata dai moduli come parte di un processo di progettazione integrato, che include aspetti architettonici, tecnologici ed energetici. Inoltre, poiché ogni edificio è diverso, in termini di forma, contesto paesaggistico, dimensioni, funzione, ecc., la progettazione dei sistemi BIPV dovrebbe considerare anche il contesto in cui verranno applicati i moduli fotovoltaici. Ad esempio, l'integrazione di moduli BIPV con finitura lucida sulla facciata di un edificio potrebbe causare problemi di abbagliamento all'ambiente circostante, e questo è particolarmente critico in ambienti urbani densi e in presenza di strade altamente trafficate. Solitamente i produttori di moduli BIPV non forniscono l'intero sistema di facciata, ma solo il componente attivo che può essere usato, a seconda dell'installazione, come cladding in una facciata ventilata, come

tegola solare, come serramento, pergolato o pavimentazione. Pertanto, il prodotto deve essere inserito nel progetto del sistema di involucro complesso, al fine di soddisfare tutti i requisiti funzionali richiesti all'elemento costruttivo di cui fa parte. Inoltre, particolare attenzione deve essere riservata alla progettazione del sistema elettrico e dei cablaggi e inverter e dei dispositivi di stoccaggio dell'energia, per garantire la sicurezza dell'installazione. Per far ciò è necessario che professionisti con diverse competenze e concorrano a definire le specifiche dell'installazione in maniere coordinata. Il mercato dei produttori di moduli BIPV propone attualmente diversi tipi di approcci:

- 1) Fornitura del modulo con cablaggio in uscita dalla scatola di giunzione e connettori, senza sistema di fissaggio
- 2) Fornitura del modulo con cablaggio in uscita dalla scatola di giunzione e connettori, con integrata una parte del sistema di fissaggio, la quale deve essere poi inserito nella sottostruttura
- 3) Fornitura del modulo con cablaggio in uscita dalla scatola di giunzione e connettori, con integrata una parte del sistema di fissaggio, e indicazione caratteristiche della sottostruttura richiesta.

Il primo approccio richiede lo sviluppo e la produzione del sistema di fissaggio e della sottostruttura specifico per ogni installazione. Il progettista della facciata acquisisce dal produttore dei moduli le caratteristiche meccaniche del prodotto e le usa per sviluppare il progetto della sottostruttura. È questo, per esempio, il caso dei moduli semitrasparenti (con tecnologia al c-Si o amorfo) che vengono usati come vetri architettonici all'interno di sistemi di facciata semitrasparenti continui o discontinui o in lucernari o pergole. Il vetro fotovoltaico in questo caso deve essere inserito all'interno del sistema di facciata sviluppato dall'appaltatore, e fornito secondo le caratteristiche meccaniche e termiche stabilite da quest'ultimo. Inoltre, deve essere predisposto il progetto dell'impianto elettrico, con indicazione della posizione del passaggio dei cavi all'interno del sistema.

Questo tipo di approccio richiede un'interazione stretta e una cooperazione tra i vari attori dalle prime fasi del processo progettuale, in quanto i componenti che formano il sistema concorrono a garantirne l'integrità e le caratteristiche funzionali.

Il secondo approccio prevede la progettazione e produzione di un sistema di fissaggio ad hoc da parte del produttore di moduli fotovoltaici. Questi sistemi si compongono di solito di componenti modulari, che possono essere aumentati o diminuiti a seconda delle necessità del progetto strutturale del componente di involucro (es. resistenza ai carichi del vento o della neve). Tali sistemi si possono presentare come elementi in metallo fissati chimicamente al retro del modulo, i quali trovano poi alloggiamento all'interno di una sottostruttura a montanti e traversi sulla facciata o sulla copertura, oppure come sistemi di aggancio meccanico presenti sulla sottostruttura, all'interno dei quali vengono incastrati i moduli BIPV. Il primo caso è tipico di sistemi di involucro a cui si vuole dare un aspetto di continuità, nascondendo completamente il sistema di fissaggio alla vista. Il secondo invece è prevalentemente utilizzato laddove un aspetto discontinuo del sistema di involucro è considerato accettabile. Questo tipo di approccio potrebbe vedere

un'interazione meno stretta tra azienda fornitrice dei moduli e il progettista dell'involucro. Tuttavia, mentre nel caso di nuove costruzioni, viene data priorità a rendere la dimensione del modulo il più omogenea possibile, in caso di ristrutturazioni, invece, i moduli BIPV devono sempre adattarsi alla geometria della facciata esistente, per cui si rende necessaria la produzione di moduli customizzati con diverse dimensioni e forme, o addirittura la produzione di moduli passivi, se il progetto architettonico richiede dimensioni del modulo troppo ridotte per ospitare la scheda elettronica con le celle fotovoltaiche nel rispetto delle norme specifiche. In questo caso, è il progettista della facciata che provvede a ingegnerizzare il layout dei moduli attivi e fornire al produttore il dettaglio delle dimensioni dei moduli da produrre. In casi più semplici, come per esempio per la realizzazione di coperture a falda per cui vengono utilizzate delle tegole solari, il produttore di moduli può sviluppare un sistema che preveda sia i componenti attivi che i componenti di fissaggio.

Per il terzo il produttore provvede a sviluppare un sistema di fissaggio integrato e fornire le indicazioni sulle caratteristiche della sottostruttura richiesta. Inoltre, può fornire anche altri componenti, che assolvono a specifiche richieste funzionali (per esempio la tenuta all'acqua del sistema di copertura o facciata) e a fornire assistenza per la definizione di eventuali pezzi speciali, con il supporto dei carpentieri che si occupano dell'installazione, i quali vengono opportunamente formati e inseriti in una rete di installatori specializzato per sistemi BIPV.

In ognuno di questi casi è comunque necessario un dimensionamento ottimale dell'impinto da un punto di vista elettrico, per garantire l'integrazione energetica tra i sistemi di generazione dell'energia e la domanda delle utenze ad esso collegate. Inoltre, particolare attenzione deve essere data alla progettazione del sistema al fine di minimizzare le possibili riduzioni di efficienza dovute ad ombreggiamenti differenziali a causa del contesto e una non adeguata retro-ventilazione dei moduli BIPV.

3 Analisi del rischio nei sistemi BIPV

3.1 Matrice di rischio

In questa sezione si introduce una matrice di analisi dei possibili rischi tecnici associabili ai sistemi BIPV durante le diverse fasi della vita dell'impianto.

Nella seguente matrice vengono elencati i principali rischi tecnici associabili al sistema BIPV durante tutte le fasi della sua vita utile. Questa matrice non vuole essere esaustiva, ma fornire indicazioni utili per la corretta valutazione dei rischi per i sistemi fotovoltaici integrati, per loro conseguente analisi e per lo sviluppo di piani di gestione e mitigazione. La matrice è stata sviluppata sulla base di numerose interazioni con professionisti del settore dei moduli BIPV e progettisti di sistemi di facciata complessi.

Fase progettuale -->

Sviluppo e verifiche
prodotto

Progettazione
Sistema

Installazione

Funzionamento e
manutenzione

BIPV System	Sviluppo di nuovi prodotti customizzati (es. colore e/o pattern)	Sviluppo moduli con forme customizzate	Disallineamento moduli	Degrade delle prestazioni estetiche (es. colore e/o pattern)
	Colore o pattern disomogeneo -> hot spot, gradienti termici	Peso proprio dei moduli	Moduli con dimensioni speciali	Delaminazione
	Prova caldo umido	permeabilità all'aria	Accessibilità	Delamination
	Prova di resistenza alla rottura (modulo PV)	Tenuta all'acqua	Integrità	Water penetration
	Prova di resistenza al carico meccanico	Scorretta progettazione della resistenza al fuoco	Errata movimentazione	Reazione al fuoco
	Prova di resistenza al fuoco	Scorretta progettazione sismica	Progettazione cablaggio in facciata/copertura	Rottura del sistema di fissaggio
	Prova di resistenza agli urti	Scorretta progettazione della resistenza ai carichi di vento	Progettazione locali tecnici	Failure of the mounting system
	Cells mismatch	Variabilità delle condizioni climatiche	Integrazione sottostruttura	Sporcamento
	Test di corrente di dispersione a umido	Corretta progettazione della retroventilazione dei moduli	Integrazione con altri componenti passivi della facciata/copertura	Ombreggiamento dovuto al contesto
	Prova all'impulso di tensione	Condizioni climatiche variabili durante la vita utile dell'impianto		
	Rottura celle	Ombreggiamento dovuto al contesto		
		Acquisizione autorizzazioni da sovrintendenza		

3.2 Metodologia di analisi del rischio tecnico e influenza sulle prestazioni tecnico-economiche dei sistema BIPV

In questo paragrafo si descrive la metodologia dettagliata sviluppata per valutare l'impatto di alcuni particolari rischi individuati nella sezione precedente. L'analisi si occupa di analizzare l'impatto dei rischi legati al cambiamento delle condizioni al contorno durante la vita utile dell'impianto, in particolare associate al cambiamento climatico, individuato come rischio notevole di approfondimento.

La corretta valutazione delle prestazioni tecnico-economiche dei sistemi BIPV è fondamentale per favorire la loro ottimale diffusione nell'ambiente costruito. In questo contesto, è fondamentale valutare la redditività economica della loro installazione. Un possibile rischio tecnico delle installazioni BIPV riguarda le prestazioni tecnico-economiche del sistema in diverse condizioni climatiche durante l'intero ciclo di vita. Non tenere correttamente conto di questi aspetti durante la progettazione, potrebbe comportare errori significativi nella valutazione della redditività economica del sistema. Pertanto, in questa sezione si fornisce un approccio innovativo per ottimizzare le applicazioni BIPV nella fase di progettazione

iniziale, considerando le diverse condizioni climatiche, valutando l'impatto del cambiamento climatico su alcuni rilevanti indicatori chiave di prestazione (KPI), per favorire una progettazione più accurata di questi sistemi in contesti urbani, dove si trovano patrimonio o paesaggio protetto, come nel caso del caso di studio proposto. Per far questo, la funzione di ottimizzazione prescelta è stata la minimizzazione del costo livellato dell'energia elettrica (LCOE, €/kWh) vincolato ad un'autosufficienza (SS) superiore al 55%. Questa scelta permette di valutare la performance economica dei sistemi BIPV puntando agli obiettivi ambientali fissati dalle Direttive Europee. L'output dell'ottimizzazione è la configurazione del sistema che garantisce il minimo LCOE e rispetta il vincolo relativo all'autosufficienza. Nei paragrafi seguenti presentiamo il caso di studio, l'approccio metodologico, gli input necessari per eseguire le ottimizzazioni e i risultati. Inoltre, sono state condotte due ulteriori simulazioni per comprendere come si comporterebbe un sistema BIPV in diverse condizioni meteorologiche. Queste simulazioni hanno preso come input la configurazione BIPV ottimale risultata per le ottimizzazioni con il file meteo 2020 e simulata utilizzando la proiezione meteorologica nel 2050. Questo approccio consentirebbe una progettazione più accurata e, di conseguenza, applicazioni BIPV più convenienti. Inoltre, promuove la progettazione di sistemi integrati edificio-impianto più resilienti, affrontando meglio gli obiettivi europei di efficienza energetica e quota di energia rinnovabile [2, 3].

3.2.1 Caso studio

Il caso di studio è un grande complesso residenziale pubblico situato nell'area suburbana sud-orientale di Milano, in Italia. È composto da edifici di quattro piani, ciascuno costruito negli anni '80, con una superficie lorda di circa 10300 m², per 142 unità abitative e circa 450 abitanti. Dal 2018 gli edifici sono stati oggetto di una profonda ristrutturazione energetica incentrata sulla sostanziale riduzione della domanda energetica. Il progetto di ristrutturazione degli edifici è stato concepito per rispettare le vigenti normative nazionali e regionali in materia di prestazione energetica e quelle relative ai patrimoni o ai paesaggi tutelati in quanto gli edifici sono ubicati in un comprensorio patrimonio tutelato, dove sussistono vincoli architettonici dovuti alla presenza di un'Abbazia medievale. Per questo motivo, i criteri di progettazione hanno incluso limitazioni e restrizioni sull'uso di colori specifici per il materiale e gli elementi dell'involucro. Questi vincoli ostacolano l'installazione di moduli fotovoltaici standard ad alte prestazioni, il cui consueto aspetto blu scuro non può soddisfare i criteri di conservazione del patrimonio in termini di colori e materiali definiti accettabili. Pertanto, questa analisi è stata condotta utilizzando parametri tecnico-economici specifici di moduli BIPV colorati nascosti, che nascondono completamente la cella FV all'occhio umano, sotto uno strato di colore uniforme. I colori scelti risultano conformi alla normativa specifica sui patrimoni o sui paesaggi protetti dell'area analizzata.

3.2.2 Metodologia

La letteratura affronta ampiamente l'uso di proiezioni meteorologiche future per generare set di dati a supporto della progettazione di un involucro edilizio più resiliente [4, 5]. Questo approccio aiuta ad affrontare l'obiettivo di efficienza energetica fissato dalle Direttive UE, riducendo al minimo l'effetto dei cambiamenti climatici sull'efficienza energetica degli edifici. Al contrario, pochi studi utilizzano questa metodologia per indirizzare un'efficace penetrazione delle FER negli edifici, migliorando una progettazione più accurata del sistema integrato edificio-impianto. Il fulcro dei calcoli del lavoro in corso è uno strumento di ottimizzazione descritto in dettaglio in [6] che è in grado, da input semplificati, di ottimizzare la capacità dell'impianto fotovoltaico, la posizione del modulo e la capacità della batteria. Lo strumento di ottimizzazione prende come input il file meteo, i profili di domanda elettrica oraria, il modello 3D degli edifici e del contesto circostante e le superfici disponibili idonee per l'installazione di moduli fotovoltaici ed esegue una simulazione di ray-tracing basata su RADIANCE [7] per ottenere il profilo di irraggiamento orario per tutta la posizione possibile del modulo. Quindi, il sistema viene ottimizzato cambiando iterativamente il numero e la posizione dei moduli e la capacità della batteria. Ad ogni iterazione, le prestazioni del sistema vengono valutate in termini di una funzione obiettivo selezionata. Al termine del processo di ottimizzazione, lo strumento fornisce la configurazione finale del sistema e una serie di indicatori utili a valutare l'analisi. Diverse funzioni target possono essere scelte per l'ottimizzazione del sistema: in questo lavoro, la funzione di ottimizzazione scelta è stata la minimizzazione del costo livellato dell'elettricità (LCOE), come calcolato in [8], espresso come €/kWh vincolato all'autosufficienza (SS) maggiore del 55%. L'output dell'ottimizzazione è la configurazione del sistema che garantisce il minimo LCOE e rispetta il vincolo relativo all'autosufficienza. La soglia di autosufficienza è stata fissata al 55% dopo la prescrizione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC) [9], il piano energetico nazionale che considera il 55% come percentuale obiettivo 2030 per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia. Assumendo che l'obiettivo sia quello di generare l'energia elettrica che viene consumata, imponendo un minimo del 55% di autosufficienza agli edifici che utilizzano sistemi BIPV, equivale a dire che almeno il 55% della produzione di energia elettrica dell'edificio è generata da RES, essendo quindi conforme alla prescrizione PNIEC. Le ottimizzazioni sono state eseguite utilizzando due diversi scenari meteorologici, uno rappresentativo delle condizioni meteorologiche attuali (anno 2020) e uno corrispondente a una proiezione futura al 2050. Maggiori dettagli sui due set di dati meteorologici sono forniti nella sezione 3.1. Sono state considerate e ottimizzate due diverse configurazioni per i profili di domanda elettrica in entrambi gli scenari meteorologici: (i) scenario EL: il sistema BIPV serve l'edificio solo per il fabbisogno elettrico orario di luci ed elettrodomestici (ii) scenario EL + HP: il sistema BIPV serve l'edificio sia per il carico elettrico orario di luci ed elettrodomestici sia per il consumo elettrico orario della pompa di calore utilizzata per la produzione di riscaldamento (SH), raffrescamento (SC) e acqua calda sanitaria (ACS). Ciò ha portato a quattro diverse ottimizzazioni, riassunte nella Tabella 1. I risultati di queste ottimizzazioni sono stati presentati nella sezione 4. Inoltre, per capire come si comporterebbe un sistema progettato per il funzionamento in condizioni meteorologiche attuali in diverse condizioni

meteorologiche, sono state condotte due ulteriori simulazioni. Queste simulazioni hanno preso come input la configurazione ottimale del BIPV risultante dalle ottimizzazioni effettuate con le condizioni meteorologiche del 2020 e le hanno simulate utilizzando la proiezione meteorologica nel 2050. Questa procedura è stata applicata sia allo scenario del profilo di carico, EL che EL+HP. I risultati delle simulazioni sono stati confrontati con il risultato delle ottimizzazioni nel 2050 e sono presentati nella sezione 3.2.4.

Tab. 1. Schematizzazione delle ottimizzazioni e simulazioni: ID, profilo di carico per luci ed elettrodomestici (EL) e pompa di calore, (HP) per riscaldamento ambiente (SH) raffrescamento (SC) e acqua calda sanitaria (ACS) e obiettivo di ottimizzazione.

ID	Load profile	Optimization target
2020 EL	Lights and appl.	min LCOE, min SS=55%
2050 EL	Lights and appl.	min LCOE, min SS=55%
2020 EL+HP	Lights and appl. + heat pump (SH, SC, DHW)	min LCOE, min SS=55%
2050 EL+HP	Lights and appl. + heat pump (SH, SC, DHW)	min LCOE, min SS=55%
2050 EL (PVS conf 2020)	Lights and appl.	-
2050 EL+HP (PVS conf 2020)	Lights and appl. + heat pump (SH, SC, DHW)	-

3.2.3 Input e funzioni obiettivo

I seguenti input sono necessari per eseguire l'ottimizzazione del sistema:

(i) la geometria dell'edificio e la superficie disponibile per l'installazione dei moduli
(ii) La geometria del contesto: edifici, terreno e tutti gli oggetti circostanti che potrebbero ombreggiare le superfici in analisi.

(iii) dati meteorologici. Per simulare l'effetto del cambiamento climatico sull'impianto BIPV analizzato, è stato utilizzato il software CCWorldWeatherGen [10]. Partendo dai dati meteorologici storici del database PVGIS [11], sono state effettuate proiezioni climatiche attraverso metodi di morphing e stretching, basati su IPCC3 [12], per generare set di dati meteorologici futuri per gli anni 2050 (Figura 1). Questi set di dati meteorologici sono stati utilizzati per ottimizzare gli impianti BIPV, per evidenziare come la configurazione tecnico-economica ottimale potrebbe cambiare al variare delle condizioni al contorno durante la vita del sistema. Il file meteo disponibile sullo strumento PVGIS TMY, per la città di Milano, è stato utilizzato come rappresentativo dello scenario meteorologico attuale.

(iv) Profili della domanda. In questo lavoro, il profilo dell'energia elettrica per ogni edificio è stato generato attraverso un approccio stocastico, utilizzando tecniche di machine learning a partire dai dati misurati degli edifici residenziali in analisi [13]. Questi profili sono stati combinati casualmente per costruire il profilo di consumo orario annuale del distretto, considerando diverse tipologie di utenza (intensità di utilizzo dell'energia elettrica bassa o media. Per l'utilizzo dell'energia elettrica per il riscaldamento, il raffrescamento e l'ACS, seguendo l'approccio adottato in [8] e considerando la diffusione presente e futura delle pompe di calore, si è ipotizzato

che il fabbisogno termico degli edifici sia completamente coperto dalle pompe di calore, sia per il riscaldamento che per il raffrescamento. Per il calcolo del profilo di consumo elettrico delle pompe di calore è stato utilizzato lo strumento EDGE-HP (Electric Demand GEnerator for Heat Pumps) spiegato in dettaglio in [8]. Lo strumento prende in input la domanda termica cumulata annua per il riscaldamento, il raffrescamento e la produzione di acqua calda sanitaria del quartiere (somma della domanda dei singoli edifici). La domanda cumulativa annuale è stata calcolata come il fabbisogno energetico dei quattro edifici in seguito a deep retrofit dell'involucro. Infine, i profili sono stati divisi per un coefficiente di prestazione dipendente dalla temperatura esterna - COP (riscaldamento) e rapporto di efficienza energetica - EER (raffreddamento) ottenuto dalla mappa delle prestazioni delle pompe di calore aria-acqua disponibili in commercio. Il profilo di consumo elettrico totale è infine ottenuto sommando il contributo relativo al riscaldamento, raffrescamento e ACS. Per ottenere i due profili di consumo necessari per l'ottimizzazione e la simulazione delle condizioni 2020 e 2050, la procedura è stata ripetuta utilizzando sia i file meteo 2020 e 2050 che i dati della domanda cumulata annuale.

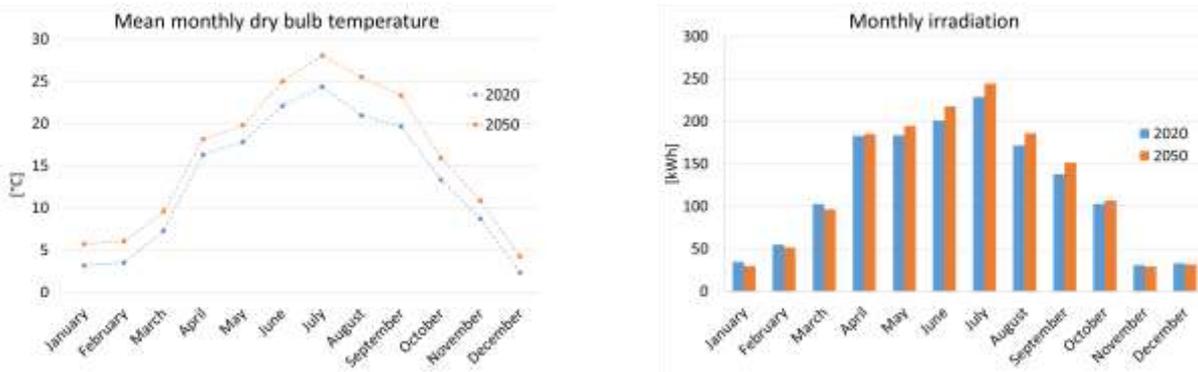


Fig. 1. Da sinistra: temperatura medie mensili a bulbo secco e irraggiamento mensile per i file meteorologici del 2020 e del 2050.

(v) Parametri tecnico-economici. I parametri utilizzati nell'analisi includono i costi dei componenti, il costo dell'elettricità, i costi di manutenzione, il degrado dell'efficienza del modulo, il rapporto di prestazione del sistema. Il sistema viene quindi ottimizzato per massimizzare o ridurre al minimo una funzione obiettivo selezionata. per la presente analisi, vengono riportati i risultati della minimizzazione dell'LCOE vincolata all'autosufficienza superiore al 55%. La configurazione ottimale scelta è quella che garantisce il minimo LCOE e rispetta il vincolo relativo all'autosufficienza. Il costo per il sistema BIPV è stato fissato a 400 €/m² per il 2020 [15] e si riferisce al costo della soluzione di involucro BIPV nel suo insieme, inclusi i moduli BIPV, il sistema di montaggio, i componenti elettrici e l'installazione. I moduli scelti sono del tipo hidden coloured, con vetro colorato color terracotta, con efficienza dei moduli del 13%. Ciò consente di integrare il sistema anche sotto il profilo estetico, rendendo così possibile l'installazione nel contesto vincolato in cui si trovano i quattro edifici [16]. Il costo del sistema di accumulo è stato fissato in 563,4 €/kWh per il 2020 e il costo annuale di manutenzione è stato calcolato in

percentuale di circa il 2% sul costo iniziale del sistema BIPV. Il costo del sistema nel 2020 e le proiezioni dei costi nel 2050 sono stati ricavati dai dati disponibili in [17, 18]. Per quanto riguarda il prezzo dell'elettricità, è probabile che aumenterà negli anni futuri, ma è difficile avere proiezioni affidabili in questo senso, a causa delle grandi fluttuazioni del mercato negli ultimi anni. Si è quindi scelto un approccio conservativo per le simulazioni, considerando questo parametro costante negli anni e pari al prezzo corrente per il consumatore. Tutti i parametri economici sono riassunti nella tabella 2.

Tab. 2. Parametri economici per le ottimizzazioni e simulazioni per gli anni 2020 e 2050.

	2020	2050
cost of the finished BIPV system [€/kWp]	3000	1647.1
cost of the storage system [€/kWh]	563.4	126
annual maintenance costs [€/kWp year]	62.7	34.42
price of electricity for the consumer [€/kWh]	0.2226	0.2226

3.2.4 Risultati

Nella Tabella 3 sono stati riportati i risultati della minimizzazione di LCOE. È possibile notare che le ottimizzazioni nello scenario 2050 forniscono un notevole impatto sull'LCOE, che è diminuito di circa il 50% (Figura 3). Considerando solo il carico elettrico per luci ed elettrodomestici (2050 EL) l'LCOE è diminuito del 49%, rispetto all'ottimizzazione 2020 EL. Tale risultato è dovuto all'effetto combinato della diminuzione dei costi dei componenti del sistema BIPV e dell'aumento dell'irraggiamento disponibile per metro quadrato nel corso dell'anno. L'obiettivo di autosufficienza del 55% è garantito con una minore capacità installata (-9% rispetto all'ottimizzazione EL 2020) e una maggiore capacità dell'accumulo elettrico installato (+14% rispetto all'ottimizzazione EL 2020, Figura 4). Inoltre, mentre diminuisce il saldo cumulato annuo tra produzione e consumi, per la minore capacità installata, la configurazione ottimale al 2050 consente di aumentare l'autoconsumo di circa il 9%. Ciò influenza l'autoconsumo-LCOE, ovvero l'LCOE calcolato considerando la sola frazione auto consumata dell'energia elettrica prodotta. La decarbonizzazione del settore residenziale, invece, impone il passaggio dai tradizionali generatori termici a gas naturale/gasolio alle pompe di calore elettriche. Ciò avrà un grande impatto sulla domanda elettrica degli edifici e, inoltre, il carico delle pompe di calore sarà direttamente influenzato dalle temperature esterne. Per questo motivo è stato analizzato in dettaglio l'effetto dei diversi scenari climatici sul consumo elettrico delle pompe di calore (aumento del carico frigorifero, diminuzione della domanda di riscaldamento durante l'inverno) e valutato il suo effetto sulla configurazione ottimale del sistema BIPV (2020 EL +HP e 2050 EL+HP). Sulla base dei risultati riportati, è possibile concludere che lo scenario 2050 prevede un impatto notevole sull'LCOE, che è diminuito del 51%. In questo caso viene garantito il target di autosufficienza del 55% con una capacità installata inferiore del 10% e un minore capacità dell'accumulo elettrico del 2%, a causa di un minor carico elettrico rispetto allo stesso caso del 2020 (2020 EL+HP). Diminuisce invece l'autoconsumo sia per le ottimizzazioni 2020 che per quelle 2050,

se confrontate con i casi senza carico in pompa di calore. Ciò potrebbe essere dovuto ad una maggiore discrepanza tra produzione oraria e consumi. Questa sovrapproduzione potrebbe essere (i) persa, se non immessa in rete, (ii) resa disponibile per una comunità di energia rinnovabile distrettuale, o (iii) utilizzata attraverso l'introduzione di carichi più flessibili

Per capire come un sistema progettato per funzionare in condizioni meteorologiche attuali si comporterebbe in diverse condizioni meteorologiche, sono state condotte due ulteriori simulazioni. Queste simulazioni hanno preso come input la configurazione BIPV ottimale risultata per le ottimizzazioni con il file meteo 2020 e simulata utilizzando la proiezione meteorologica nel 2050, per entrambi gli scenari del profilo di carico, EL ed EL+HP. I risultati di questo confronto sono riportati nella Tabella 4. L'LCOE diminuisce leggermente per il caso della sola EL, ma in questo caso non viene raggiunto l'obiettivo del 55% per la SS (Figura 5). Questo probabilmente perché il sistema nel 2050 produce meno energia in inverno e più energia in estate rispetto al 2020, a causa della differenza dei livelli di irraggiamento nelle due stagioni tra i due scenari meteorologici (vedi Figura 6). Di conseguenza, SC e SS diminuiscono nella stagione fredda, quando il rapporto tra produzione e consumo è già basso, mentre in estate rimane costante, poiché il sistema BIPV si adatta meglio al carico. Se confrontiamo il caso EL+HP, è possibile notare che l'LCOE aumenta leggermente con lo scenario meteorologico 2050, con una variazione del +2% (Figura 5). La configurazione del sistema, ottimizzata per lo scenario meteorologico 2020, ha comportato una minore produzione di energia (-2%) per gli effetti combinati e contrari dell'aumento delle temperature e dell'irraggiamento nel 2050. D'altra parte, le variazioni delle condizioni climatiche sono responsabili di un minor carico elettrico della pompa di calore, poiché il cambiamento climatico ha, proporzionalmente, effetti più benefici sul fabbisogno energetico per il riscaldamento degli ambienti rispetto al raffrescamento. Di conseguenza, il target SS viene raggiunto e superato, mentre il SC diminuisce leggermente rispetto ai casi senza il carico della pompa di calore.

Tab. 3. Riassunto dei risultati delle ottimizzazioni dell'LCOE per gli scenari descritti nella Tab. 1.

	2020 EL	2050 EL	2020 EL+HP	2050 EL+HP
installed area [m²]	600	546	1840	1664
installed capacity [kWp]	78.00	70.98	239.20	216.32
variation vs. 2020		- 9 %		- 10 %
capacity of electric storage [kWh]	128	146	381	372
variation vs. 2020		+ 14 %		- 2 %
ratio battery/PV capacity	1.64	2.06	1.59	1.72
system cost [€/kWp]	3924	1907	3897	1864
system cost [€/m²]	510	248	507	242
self-sufficiency [%]	55.0	55.0	55.0	55.0
expected LCOE [€/kWh]	0.2316	0.1187	0.2423	0.1177
variation vs. 2020		- 49 %		- 51 %
self-consumption [%]	73.3	79.6	63.7	63.4
expected self-consumed-LCOE [€/kWh]	0.3054	0.1443	0.3649	0.1768
annual cumulative production [kWh]	93773	86332	272607	254058
cumulative consumption [kWh]	124988.4	124988.4	315911.7	292905.4

variation vs. 2020		-		- 7 %
annual cumulative balance production/consumption	0.7503	0.6907	0.8629	0.8674
specific emissions of the whole produced electricity [kg CO ₂ -eq/MWh]	110.48	111.06	116.34	113.37

Tab. 4. Riassunto dei risultati delle simulazioni per gli scenari descritti nella Tab. 1

	2020 EL	2050 EL (PV conf. 2020)	2020 EL+HP	2050 EL+HP (PV conf. 2020)
installed area [m ²]		600		1840
installed capacity [kWp]		78.00		239.20
capacity of electric storage [kWh]		128		381
ratio battery/PV capacity		1.64		1.59
system cost [€/kWp]		3924		3897
system cost [€/m ²]		510		507
self-sufficiency [%]	55.0	54.3	55.0	57.5
expected LCOE [€/kWh]	0.2316	0.2304	0.2423	0.2467
variation %		-1%		2%
self-consumption [%]	73.3	72.0	63.7	62.9
expected self-consumed-LCOE [€/kWh]	0.3054	0.3084	0.3649	0.3740
annual cumulative production [kWh]	93773	94233	272607	267827
variation %		0.5%		-2%
cumulative consumption [kWh]	124988.4	124988.41	315911.7	292905.4
annual cumulative balance production/consumption	0.7503	0.7539	0.8629	0.9144
specific emissions of the whole produced electricity [kg CO ₂ -eq/MWh]	110.48	109.88	116.34	118.47

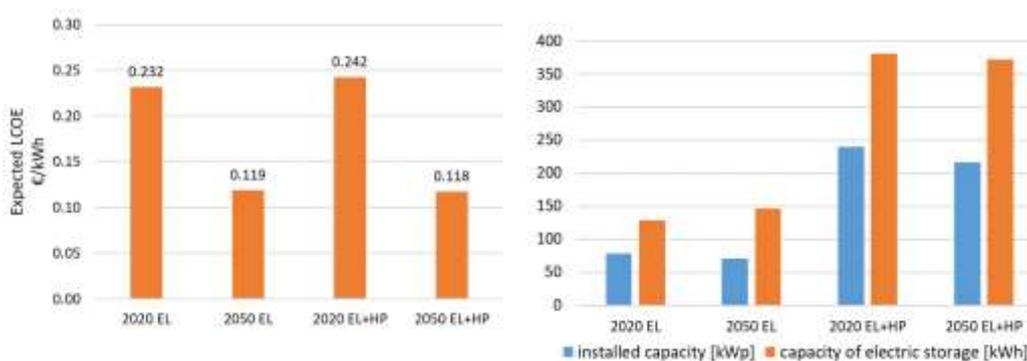


Fig. 2. Risultati dell'ottimizzazione: LCOE minima (sinistra) e capacità del sistema BIPV installato e dell'accumulo elettrico (a destra).

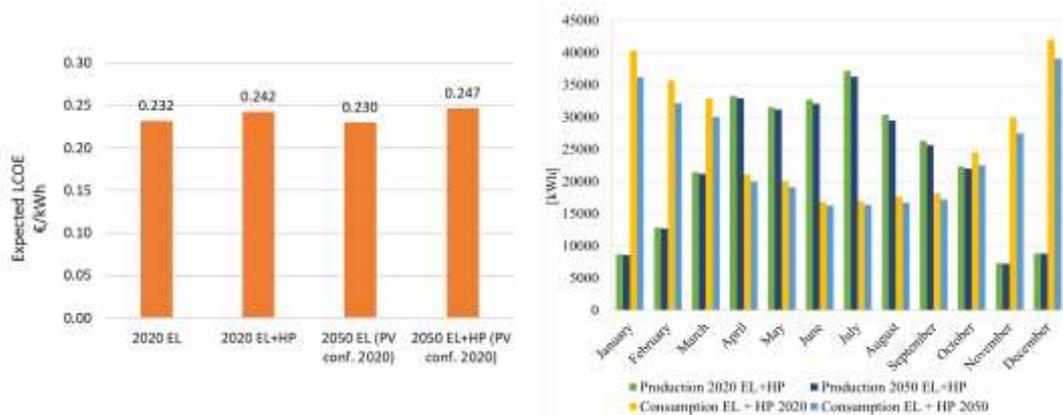


Fig. 3. Risultati della simulazione: LCOE (sinistra) e Produzione mensile Vs consumo della configurazione ottimale per il 2020, simulata con il file meteo 2020 e 2050 (a destra).

3.2.5 Conclusioni

Questo studio fornisce un approccio innovativo per ottimizzare le applicazioni BIPV nella fase di progettazione iniziale considerando le diverse condizioni climatiche (anni 2020 e 2050). Le tecnologie BIPV rappresentano un modo efficace per incorporare le FER nell'involucro edilizio, fungendo allo stesso tempo da componenti dell'involucro ed elementi di generazione di energia attiva. Tuttavia, la corretta valutazione delle prestazioni tecnico-economiche dei sistemi BIPV è fondamentale per favorire la loro ottimale penetrazione nell'ambiente costruito. Ciò è particolarmente importante nei contesti architettonici in cui sono presenti patrimoni o paesaggi protetti, oggetto di studio all'interno di questo progetto. Queste aree hanno specifiche limitazioni di progettazione sul materiale/elementi dell'involucro e vincoli che ostacolano l'installazione di moduli fotovoltaici standard ad alte prestazioni non integrati. Pertanto, l'analisi presentata è stata condotta utilizzando parametri tecnico-economici di moduli BIPV hidden coloured, conformi alla normativa specifica sul patrimonio tutelato e sui paesaggi protetti nell'area analizzata. In primo luogo, la configurazione del sistema BIPV è stata ottimizzata per ridurre al minimo l'LCOE con autosufficienza vincolata (SS) maggiore del 55%. L'ottimizzazione è stata condotta considerando i due scenari meteorologici e due profili di carico, uno comprendente l'utilizzo elettrico di luci ed elettrodomestici e uno comprendente l'utilizzo elettrico di una pompa di calore, a copertura del fabbisogno energetico dell'edificio per riscaldamento, raffrescamento e ACS. Le ottimizzazioni, aventi lo stesso scenario di carico per il 2020 e il 2050, sono state confrontate. I risultati mostrano che l'LCOE è stato dimezzato dal 2020 al 2050, a causa della diminuzione dei costi dei componenti del sistema BIPV negli anni futuri e dell'aumento dell'irraggiamento disponibile per metro quadrato nel corso dell'anno. L'obiettivo SS è garantito con una minore capacità fotovoltaica installata nel 2050 per entrambi i casi (EL e EL+HP). Quindi, per capire come si comporterebbe in diverse condizioni meteorologiche un sistema progettato per funzionare negli scenari meteorologici attuali, abbiamo preso come input le configurazioni ottimali del sistema BIPV nel 2020 e le abbiamo simulate con la proiezione meteorologica nel 2050, per entrambi gli scenari del profilo di carico, EL e EL+HP. È possibile notare

che i sistemi BIPV producono quasi la stessa o leggermente meno energia nel 2050, a causa degli effetti combinati e opposti dell'aumento delle temperature e dell'irraggiamento dal 2020 al 2050. Di conseguenza, l'obiettivo SS non viene raggiunto nel caso di EL 2050, mentre per il caso 2050 EL+HP, il sistema ha prestazioni migliori in termini di SS, mentre SC diminuisce leggermente, perché le mutate condizioni meteorologiche hanno, proporzionalmente, effetti più benefici sul fabbisogno energetico per il riscaldamento degli ambienti rispetto al raffreddamento, con conseguente minor carico elettrico della pompa di calore. Il futuro miglioramento del presente lavoro includerebbe la variazione dinamica delle condizioni meteorologiche durante la durata del sistema per l'ottimizzazione, compreso l'effetto che le mutate condizioni climatiche hanno sull'uso di energia di una pompa di calore elettrica che serve il fabbisogno energetico dell'edificio per il riscaldamento degli ambienti, raffrescamento e sanitario. Sarebbe inoltre necessaria un'analisi di sensibilità sui più importanti fattori di impatto a lungo termine (cambiamenti climatici, comportamenti degli abitanti, cambiamento del profilo della domanda) per valutare separatamente l'influenza di ciascun parametro variabile sulla performance tecnico-economica del BIPV sistemi.

Bibliografia

- [1] European Parliament, *DIRECTIVE (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources*. 2018.
- [2] European Parliament, *DIRECTIVE (EU) 2010/31. Energy performance of buildings*. 2010.
- [3] European Parliament, *DIRECTIVE (EU) 2018/2002 on energy efficiency*. 2018.
- [4] L. Pagliano, S. Carlucci, F. Causone, A. Moazami, and G. Cattarin, "Energy retrofit for a climate resilient child care centre," *Energy Build.*, vol. 127, pp. 1117–1132, 2016.
- [5] M. F. Jentsch, P. A. B. James, L. Bourikas, and A. B. S. Bahaj, "Transforming existing weather data for worldwide locations to enable energy and building performance simulation under future climates," *Renew. Energy*, vol. 55, pp. 514–524, 2013.
- [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," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 48, no. December 2018, p. 101400, Jul. 2019.
- [7] "Lawrence Berkeley National Laboratory, RADIANCE." [Online]. Available: <http://radsite.lbl.gov/>.
- [8] 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, no. 8, p. 2326, Apr. 2021.
- [9] Italian Ministry of Economic Development, Italian Ministry of the Environment

and Protection of Natural Resources and the Sea, and Italian Ministry of Infrastructure and Transport, “Integrated national Energy and climate Plan (PNIEC).” 2019.

- [10] “University of Southampton. CCWorldWeatherGen.” [Online]. Available: <https://energy.soton.ac.uk/ccworldweathergen/>.
- [11] “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) | EU Science Hub.” [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. [Accessed: 08-Sep-2021].
- [12] “IPCC — Intergovernmental Panel on Climate Change.” [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/>. [Accessed: 08-Sep-2021].
- [13] F. Causone, S. Carlucci, M. Ferrando, A. Marchenko, and S. Erba, “A data-driven procedure to model occupancy and occupant-related electric load profiles in residential buildings for energy simulation,” *Energy Build.*, vol. 202, p. 109342, Nov. 2019.
- [14] S. Pezzutto *et al.*, “Hotmaps Project, D2.3 WP2 Report – Open Data Set for the EU28,” www.hotmaps-project.eu, 2018. [Online]. Available: https://www.hotmaps-project.eu/wp-content/uploads/2018/03/D2.3-Hotmaps_for-upload_revised-final_.pdf. [Accessed: 08-Sep-2021].
- [15] Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana (SUPSI) and Becquerel institute, “Building Integrated Photovoltaics : A practical handbook for solar buildings’ stakeholders Status Report,” 2020.
- [16] M. Pelle, E. Lucchi, L. Maturi, A. Astigarraga, and F. Causone, “Coloured BIPV Technologies: Methodological and Experimental Assessment for Architecturally Sensitive Areas,” *Energies*, vol. 13, no. 17, p. 4506, Sep. 2020.
- [17] D. Moser, C. Breyer, G. Masson, and E. Vartiainen, “Improving the Competitiveness of Solar PV with Electricity Storage,” *33rd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, pp. 2783–2789, Nov. 2017.
- [18] “Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030.” [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>. [Accessed: 08-Sep-2021].