

ALLEGATO 9

**Valutazioni economiche, finanziarie e sociali degli scenari di sviluppo
delle fonti energetiche rinnovabili e delle correlate emissioni
climalteranti evitate**

Indice

1	INTRODUZIONE	4
1.1	STRUTTURA DEL REPORT	4
2	QUADRO NORMATIVO REGOLATORIO	6
2.1	RECEPIMENTO DIRETTIVA “REDII”	6
2.1.1	Comunità Energetiche.....	7
2.2	PNRR.....	8
2.2.1	Componente C1: Economia circolare e agricoltura sostenibile.....	8
2.2.2	Componente C2: Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile.....	9
2.3	DECRETO SEMPLIFICAZIONI BIS	9
2.4	DECRETO ENERGIA.....	10
2.5	OVERVIEW DEL QUADRO NORMATIVO E CONFRONTO CON GLI OPERATORI.....	11
3	LO SCENARIO COMPLESSIVO DELLE INSTALLAZIONI FOTOVOLTAICHE IN LOMBARDIA.....	13
3.1	LA VISIONE COMPLESSIVA.....	13
3.1.1	Giro d'affari generato	14
3.1.2	Ricadute occupazionali	15
3.1.3	Impatto ambientale.....	16
3.2	IL FOTOVOLTAICO RESIDENZIALE IN LOMBARDIA.....	18
3.2.1	Giro d'affari generato	18
3.2.2	Ricadute occupazionali	19
3.2.3	Impatto ambientale.....	20
3.3	IL FOTOVOLTAICO COMMERCIAL & INDUSTRIAL IN LOMBARDIA.....	22
3.3.1	Giro d'affari generato	22
3.3.2	Ricadute occupazionali	23
3.3.3	Impatto ambientale.....	24
3.4	IL FOTOVOLTAICO UTILITY SCALE IN LOMBARDIA	26
3.4.1	Giro d'affari generato	26
3.4.2	Ricadute occupazionali	27
3.4.3	Impatto ambientale.....	28
4	BIOENERGIE	30
4.1	LE RICADUTE SOCIO-ECONOMICHE ED AMBIENTALI SUL SETTORE DELLE BIOMASSE.....	30
4.2	BIOGAS	32
4.3	BIOMETANO	35
4.4	RICADUTE SOCIO-ECONOMICHE ED AMBIENTALI SUL SETTORE DEL BIOMETANO	38
5	IDROELETTRICO	40
5.1	RICADUTE SOCIO-ECONOMICHE E AMBIENTALI SUL SETTORE DELL'IDROELETTRICO.....	42
6	FOCUS: IDROGENO	44
6.1	LA PRODUZIONE DI IDROGENO.....	44
6.2	CASE STUDY.....	46
6.2.1	Fotovoltaico più storage H ₂	47
6.2.2	Alimentazione mediante contratto PPA	50



Fondazione Politecnico di Milano
P.zza Leonardo da Vinci, 32
20133 Milano
Tel. +39 02 2399 9150
Fax +39 02 2399 9155

1 Introduzione

Questo report raccoglie al suo interno la metodologia e i risultati della sesta attività prevista all'interno del servizio di assistenza tecnica a Regione Lombardia per il percorso di costruzione del Programma Regionale Energia Ambiente e Clima (*PREAC*). Il focus tecnologico analizzato sarà legato allo sviluppo e diffusione del fotovoltaico in un ambito complessivo regionale, nello specifico Lombardo, e in un ambito più dettagliato riguardante i settori residenziale, *Commercial & Industrial* (C&I) e *Utility scale*. Inizialmente verrà descritto ed esaminato il quadro normativo attualmente in vigore, con attenzione alle modifiche apportate dalle nuove norme al settore in esame in questo studio. In seguito, si procederà alla presentazione dei risultati delle analisi sugli scenari di sviluppo delle installazioni fotovoltaiche. La metodologia utilizzata in quest'ultima fase prevede l'elaborazione iniziale di tre scenari e la loro analisi nei suddetti settori:

- uno scenario ***business as usual (BAU)***, che prevede un aumento delle installazioni ad un tasso di crescita in linea con quello dell'ultimo quinquennio;
- un secondo scenario ***policy driven***, che tiene conto di un tasso di crescita più deciso grazie al supporto del quadro normativo regolatorio a favore delle rinnovabili, in particolare PNRR, recepimento della direttiva REDII, Decreto Semplificazioni Bis e Decreto Energia;
- uno terzo scenario ***best case***, derivante dal modello di ottimizzazione sviluppato per le installazioni fotovoltaiche nel corso dell'Attività 5, che prevede la minimizzazione dei costi a fronte della massimizzazione della riduzione delle emissioni di gas serra.

Successivamente, verranno analizzate nel dettaglio le ricadute sul sistema regionale in termini di giro d'affari generato tramite dalle installazioni di fotovoltaico in Lombardia, le ricadute occupazionali relative e il totale di emissioni di CO₂ evitate grazie all'utilizzo della tecnologia in esame rispetto alla situazione *as-is*.

Lo scopo finale di questo report risulta, quindi, quello di descrivere minuziosamente le ricadute economiche, sociali e ambientali che si possono verificare nei tre ambiti (residenziale, C&I e utility scale) principalmente coinvolti nell'installazione di impianti fotovoltaici. Si sottolinea che, nel corso dello sviluppo della presente Attività, sono state incluse le risultanze relative all'Attività 4 per quanto concerne le ricadute economiche ed occupazionali derivanti dagli obiettivi di installato di fotovoltaico al 2030 secondo il modello di ottimizzazione.

Inoltre, verrà inoltre fornito un focus sull'idrogeno e sulla sua produzione, in modo da dare visione del quadro attuale relativo a tale vettore energetico e alle tecnologie ad esso connesse.

1.1 Struttura del report

Il seguente report è strutturato su due capitoli principali.

Il Capitolo 2 è incentrato sul quadro normativo regolatorio vigente in termini di rinnovabili, sulle sue varie applicazioni, le novità e sul recepimento di direttive europee. Verranno descritte le principali norme introdotte e le modifiche apportate al sistema, con un occhio di interesse verso il settore rinnovabile nel suo complesso e con focus sul fotovoltaico. Tali analisi fungeranno da pilastro per la costruzione degli scenari *policy driven* all'interno del Capitolo 3 del rapporto.

Il Capitolo 3 è focalizzato, invece, sulla analisi dei risultati ottenuti dal modello utilizzato per l'analisi degli impianti fotovoltaici in Lombardia. Gli output di tali analisi sono legati al giro d'affari generato, all'effetto

sulle ricadute occupazionali e al conseguente impatto ambientale delle installazioni fotovoltaiche previste nei diversi settori. Inizialmente, verranno mostrati i risultati complessivi dello studio e la metodologia utilizzata, successivamente verranno elencati e descritti gli output ottenuti nei settori residenziale, *Commercial & Industrial* e *Utility Scale*.

2 Quadro normativo regolatorio

Il presente capitolo si focalizza sull'inquadramento normativo del settore delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) e, in particolare, del fotovoltaico. Pertanto, si analizzerà l'evoluzione del framework normativo, con riferimento alle più recenti modifiche e ai recepimenti di direttive europee. In particolare, il Capitolo 2.1 riporterà l'iter di recepimento della direttiva REDII e i principali effetti sulla settore delle FER. Il Capitolo 2.2 si concentra sulle potenzialità del PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) in ambito rinnovabili. I Capitoli 2.3 e 2.4, invece, andranno ad esaminare più nel dettaglio le modifiche e le novità introdotte rispettivamente dal Decreto Semplificazioni Bis e dal Decreto Energia.

2.1 Recepimento direttiva "REDII"

Con il recepimento della *Direttiva REDII* (d.lgs. 199/2021) sono state introdotte alcune novità, semplificazioni e dettagli normativi. Le tipologie di procedura di autorizzazione sono state ridotte a quattro (la Comunicazione di edilizia libera, la Dila, la PAS e l'Autorizzazione Unica) al fine di superare la difficoltà legate a processi autorizzativi diversi da regione a regione.

Sono stati riordinati i meccanismi di incentivazione e introdotte novità normative per aste, registri e Comunità Energetiche: riguardo queste ultime, viene ampliata la fattispecie di attori che possono partecipare alle comunità di energia rinnovabile (con l'introduzione, ad esempio, degli enti religiosi e del terzo settore), viene consentita l'adesione di impianti già esistenti (per un quota non superiore al 30% della potenza complessiva) e di impianti collocati presso edifici o in siti diversi da quelli ove l'autoconsumatore opera.

Riguardo il tema sulle aree idonee, sono state apportate le seguenti novità:

- Entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto (giugno 2022), verranno stabiliti principi e criteri per l'identificazione di aree idonee e non idonee all'installazione di impianti rinnovabili con potenza complessiva almeno pari a quella individuata dal *PNIEC* come necessaria al raggiungimento degli obiettivi e verrà stabilita la ripartizione della potenza fra le Regioni, le quali dovranno individuare le aree idonee sul proprio territorio entro ulteriori 180 giorni (dicembre 2022). Le aree non incluse tra le aree idonee non possano essere dichiarate non idonee all'installazione di impianti di FER.
- Per impianti off-shore sono considerate aree idonee le aree individuate per la produzione di energie rinnovabili dal Piano di gestione dello spazio marittimo, piano da adottare entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto.
- Nelle more dell'individuazione delle aree idonee, sono considerati idonei:
 - i siti dove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale;
 - i siti oggetto di bonifica;
 - le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale.
 - per impianti off-shore: I) le piattaforme petrolifere in disuso e l'area distante 2 miglia nautiche da esse; II) i porti, per impianti eolici fino a 100 MW di potenza installata (previa eventuale variante del Piano regolatore portuale).

- per impianti fotovoltaici (in assenza di vincoli legati a beni culturali e del paesaggio) aree agricole a non più di 300m da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, cave o miniere, e siti in cui sono presenti impianti FV sui quali sono eseguiti interventi di modifica sostanziale per rifacimento, potenziamento o ricostruzione, con variazioni entro limiti stabiliti. (integrazione introdotta dal dl 17/2022 *Decreto Energia*, si rimanda al decreto per le ulteriori disposizioni)

Nei procedimenti di autorizzazione di impianti su aree idonee (inclusi quelli per l'adozione del provvedimento di valutazione di impatto ambientale), l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante e i termini delle procedure di autorizzazione sono ridotti di un terzo.

2.1.1 Comunità Energetiche

Fra le novità introdotte dal recepimento della direttiva, molte riguardano il tema delle Comunità Energetiche. Innanzitutto, è stata definita **“l'energia condivisa”** come pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati nell'ambito della porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa zona di mercato. L'energia può essere condivisa anche attraverso impianti di stoccaggio, e gli impianti di generazione e di stoccaggio dell'energia elettrica oggetto di condivisione devono risultare nella disponibilità e nel controllo della comunità.

Per impianti di potenza **pari o inferiore a 1 MW** facenti parte di Comunità Energetiche o di configurazioni di autoconsumo collettivo è possibile accedere a un incentivo diretto che premia, attraverso una specifica tariffa, graduabile anche sulla base della potenza degli impianti, l'energia autoconsumata istantaneamente. L'incentivo non è perciò applicato a tutta l'energia condivisa internamente alla configurazione, ma solo all'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW (soglia fissata, per la fase pilota, a 200 kW), entrati in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del decreto e che risulti condivisa da impianti e utenze connesse sotto la stessa cabina primaria. L'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di contingenti di potenza stabiliti su base quinquennale, mentre gli impianti di potenza **superiore a 1 MW** parte di comunità dell'energia o di configurazioni di autoconsumo collettivo potranno comunque ottenere gli incentivi previsti per gli impianti ad asta.

Vi sono, poi, una serie di attività che possono essere svolte in virtù dell'appartenenza alla categoria della **comunità di energia rinnovabile** o se facenti parte della categoria di **autoconsumatori collettivi**. Per i primi si prevedono le seguenti possibilità:

- possono costituire una Comunità Energetica rinnovabile tutti i clienti finali e, per quanto riguarda le imprese, la partecipazione non può costituire l'attività commerciale e industriale principale.
- l'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a: *«persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale e le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dell'ISTAT, situate nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti di produzione»*.
- possibilità di aderire estesa agli impianti già esistenti (oltre agli impianti entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del decreto), in misura non superiore al 30% della potenza complessiva.

- attività che può portare avanti la Comunità Energetica: sfruttare altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, promuovere interventi integrati di domotica ed efficienza energetica, offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri, assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e offrire servizi ancillari e di flessibilità. Tutte queste attività devono essere sempre svolte nel rispetto delle finalità di fornire benefici ambientali, economici o sociali ai membri o alle aree locali in cui opera la comunità.

Mentre per quanto riguarda gli autoconsumatori:

- gli impianti di produzione appartenenti alla configurazione possono essere ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli ove l'autoconsumatore opera, purché siano nella disponibilità dell'autoconsumatore stesso. Gli autoconsumatori, però, devono trovarsi tutti nello stesso edificio o condominio.

2.2 PNRR

Un'altra potenziale opportunità per l'aumento delle rinnovabili in Italia è rappresentata dal *PNRR*, che tramite la componente C2 della Missione «Rivoluzione verde e transizione ecologica» dedica 25,36 miliardi di euro ai temi di energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile.

Il 25 aprile 2021 il Governo italiano ha trasmesso al Parlamento il testo del *Piano Nazionale Ripresa e Resilienza* in vista della presentazione formale alla Commissione Europea, avvenuta il 30 aprile. Nel Piano sono individuate 6 Missioni, a loro volta suddivise in 16 Componenti funzionali a realizzare gli obiettivi economico-sociali definiti nella strategia del Governo.

Va sottolineato, però, che le aree di investimento previste dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza fanno riferimento a progetti specifici e non costituiscono, perciò, un piano strutturato per lo sviluppo delle fonti rinnovabili ma piuttosto un supporto per l'avvio di specifici settori. Inoltre, i bandi si rivolgono principalmente a soggetti privati o alla Pubblica Amministrazione, mentre per massimizzare le possibilità di successo dei bandi PNRR, invece, bisognerebbe semplificare e sistematizzare il coinvolgimento dei soggetti energy, che possono fornire supporto tecnico e finanziario ai soggetti pubblici e privati.

2.2.1 Componente C1: Economia circolare e agricoltura sostenibile

La *Componente 1* mira a perseguire un percorso di sostenibilità ambientale in ottica economica. La C1 recepisce, infatti, le direttive del «Pacchetto Economia Circolare» riguardanti il riciclo di rifiuti urbani, migliorando l'economia circolare tramite l'ammodernamento e lo sviluppo di impianti di trattamento rifiuti. In linea con la strategia «Dal produttore al consumatore», la C1 punta inoltre a rendere più sostenibile la filiera agroalimentare, sostenendo le infrastrutture logistiche e le aziende agricole con l'intenzione di ridurre le emissioni di gas serra.

A tal proposito, una delle principali misure, ovvero quella riguardante lo sviluppo di una filiera agroalimentare sostenibile, punta ad investire 1,5 miliardi di € per l'incentivazione di installazioni FV nell'ambito agricolo e per riqualificazione di strutture oggetto di intervento. L'obiettivo dichiarato è avere 4,3 milioni di mq di superficie senza consumo di suolo e 0,43 GW installati su questa stessa superficie.

2.2.2 Componente C2: Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile

La *Componente 2* mira a contribuire attivamente al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e al 2050 per raggiungere i target del *PNIEC*. Nella C2 sono delineati investimenti per aumentare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, per potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete, per promuovere la produzione e l'utilizzo dell'idrogeno e per rendere più sostenibile il trasporto locale. Inoltre, la C2 è volta a sviluppare settori strategici per la decarbonizzazione, al fine di ridurre la dipendenza da importazioni di tecnologie. Le misure della componente, per quanto riguarda gli aspetti d'interesse per questo report, sono sicuramente tre:

- incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile;
- potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete;
- sviluppare una leadership internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione.

Riguardo l'incremento di quota di energia prodotta, si prevedono 1,1 miliardi di € per lo sviluppo di installazioni fotovoltaiche di tipo "agrivoltaico" e 2,2 miliardi di € per la promozione delle rinnovabili per le Comunità Energetiche e l'autoconsumo. Gli obiettivi di sviluppo di queste due tematiche prevedono, per il primo punto, 1,04 GW di agrivoltaico per 1.300 GWh annui e una riduzione di 0,8 milioni di tonnellate di gas serra. Per il secondo, invece, sono previsti 2 GW di nuova capacità installata per un totale di 2.500 GWh annui di produzione elettrica, corrispondente alla riduzione di 1,5 milioni di tonnellate di emissioni di CO₂ all'anno.

Per potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete, si prevedono investimenti complessivi di circa 4 miliardi di € (suddivisi fra implementazione di *Smart Grid* e interventi sulla resilienza climatica delle reti) con i seguenti obiettivi:

- incrementare la capacità della rete di ospitare generazione da FER di 4 GW;
- aumentare la capacità di connessione disponibile per 1.850.000 utenti;
- migliorare la resilienza di circa 4.000 km di rete elettrica.

Infine, relativamente allo sviluppo della leadership internazionale, si prevedono nuovi posti di lavoro, investimenti in R&D, industria, brevetti e innovazione per un quantitativo economico di 1 miliardo di €, legato allo sviluppo industriale italiano in ambito FER, mobilità elettrica e batterie.

2.3 Decreto Semplificazioni Bis

La Legge n.108/2021 converte in legge il *Decreto Semplificazioni Bis*, con l'introduzione delle seguenti principali novità:

- Istituzione della Commissione tecnica *PNRR-PNIEC*, che dovrà selezionare le opere e i progetti di massima priorità, al fine del raggiungimento degli obiettivi fissati dai due Piani. La commissione risulta attiva dal 18 gennaio 2022.
- Istituzione della Soprintendenza speciale per il *PNRR*, che svolge le funzioni di tutela dei beni culturali e paesaggistici nei casi in cui tali beni siano interessati dagli interventi previsti dal *PNRR* sottoposti a *VIA* (valutazione di impatto ambientale).
- Partecipazione del Ministero della Cultura al procedimento di Autorizzazione Unica per impianti localizzati in/contermini ad aree sottoposte a tutela paesaggistica; decorso

inutilmente il termine per l'espressione del parere da parte del Ministero, l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione.

- Riduzione a 45 giorni (anziché 60) dei termini per la presentazione da parte degli operatori di integrazioni e chiarimenti nei procedimenti di verifica di assoggettabilità a VIA; incremento fino a 120 giorni della sospensione dei termini per la presentazione di integrazioni a progetti particolarmente complessi dal punto di vista tecnico.
- Semplificazioni per gli impianti fotovoltaici localizzati in area a destinazione industriale, produttiva o commerciale, in discariche o cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento: applicazione della PAS (procedura abilitativa semplificata comunale) per impianti di potenza sino a 20 MW connessi alla rete elettrica di media tensione; aumento a 10 MW delle soglie per la verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale purché il proponente alleggi un'autodichiarazione da cui risulti che l'impianto non si trova all'interno delle "aree particolarmente sensibili".
- Consentiti tramite CILA (comunicazione di inizio lavori asseverata): interventi su progetti e impianti fotovoltaici e idroelettrici che non comportano modifiche delle dimensioni degli impianti, del volume delle strutture e delle aree interessate dagli impianti e dalle relative opere; interventi su impianti eolici che comportano una riduzione minima del numero degli aerogeneratori rispetto a quelli già esistenti o autorizzati, a prescindere dalla potenza nominale risultante dalle modifiche.
- Superamento del divieto di ammissione ad aste per gli impianti agrivoltaici che rispettano determinati requisiti (adozione di soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, obbligo di realizzazione di sistemi di monitoraggio per verificare l'impatto sulle attività delle aziende agricole interessate).

2.4 Decreto Energia

Il *Decreto Energia* (DL 17/2022) mira a contrastare l'impennata dei prezzi energetici registrata negli ultimi mesi. Tra le principali disposizioni in materia rinnovabili, si sottolineano:

- Semplificazione per le installazioni di pannelli solari (fotovoltaici e termici) su tetti e coperture: è considerata «intervento di manutenzione ordinaria» e non è subordinata all'acquisizione di permessi, autorizzazioni o atti amministrativi (gli impianti in aree o immobili vincolati dovranno continuare a richiedere e ottenere il nullaosta paesaggistico).
- Estensione del modello unico semplificato per la comunicazione dell'installazione di piccoli impianti fotovoltaici sui tetti degli edifici agli impianti di potenza superiore a 50 kW e fino a 200 kW realizzati in edilizia libera.
- Estensione dell'utilizzo della PAS per autorizzare gli impianti fotovoltaici fino a 20 MW su terreni industriali, cave e discariche recuperate che si colleghino alla rete anche in alta tensione. Introduzione dell'esenzione dalla verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale per impianti fino a 20 MW non in aree ambientalmente sensibili.

- Aggiunta di nuove categorie di aree automaticamente idonee all'installazione di impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, in assenza di vincoli ai sensi del codice dei beni culturali e del paesaggio. Le aree introdotte sono ad esempio aree agricole a non più di 300 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, cave o miniere. Per il fotovoltaico a terra in queste aree, per impianti di potenza fino a 1 MW basterà la dichiarazione di inizio lavori asseverata (*DILA*), e fino a 10 MW la procedura abilitativa semplificata (*PAS*). Sono inoltre definiti come "aree idonee", per i soli impianti solari fotovoltaici, i siti in cui sono presenti impianti fotovoltaici sui quali, senza variazione dell'area occupata o con variazioni entro limiti stabiliti, sono eseguiti interventi di modifica sostanziale per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione.
- Modifica del divieto di incentivazione del fotovoltaico su suoli agricoli, che non si applica agli impianti agrovoltaici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale. L'accesso agli incentivi è subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio da attuare sulla base di linee guida da adottare da parte del Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria, in collaborazione con il *GSE*, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del Decreto. Gli incentivi possono, infine, essere applicati a impianti solari fotovoltaici flottanti da realizzare su superfici bagnate, ovvero su invasi artificiali di piccole o grandi dimensioni, ove compatibili con altri usi.
- Si dispone che il *GSE* offra un servizio di ritiro e di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili, mediante la stipulazione di contratti di lungo termine di durata pari ad almeno tre anni. Con decreti del *MITE* verranno stabiliti: il prezzo di vendita offerto dal *GSE*, le modalità con le quali il *GSE* può cedere l'energia nella sua disponibilità derivante da impianti a fonti rinnovabili che beneficino di tariffe onnicomprensive o dal servizio di ritiro e vendita a lungo termine, le modalità con le quali il *GSE* cede l'energia, le modalità di coordinamento del meccanismo.

2.5 Overview del quadro normativo e confronto con gli operatori

Per rincorrere obiettivi sempre più ambiziosi, la normativa in tema di installazioni di impianti rinnovabili ha bisogno di progredire e alcuni passi avanti sono stati fatti durante il 2021, principalmente per quanto riguarda le semplificazioni e l'accesso agli incentivi per impianti fotovoltaici.

Le semplificazioni, tuttavia, sono state introdotte da diversi decreti che si sono susseguiti (*Semplificazioni*, *Semplificazioni bis*, *DL Energia*) ed è mancato un approccio sistemico al problema. Ciò implica il rischio che alcuni aspetti vengano tralasciati, come nel caso della richiesta di connessione alla rete degli impianti già autorizzati, attualmente individuato come collo di bottiglia da parte degli operatori.

Il quadro normativo attuale è apprezzato dagli operatori, i quali auspicano principalmente celerità nella pubblicazione dei decreti attuativi previsti dal decreto di recepimento della *REDII* e delle altre normative attese, poiché i periodi di transizione come quello attuale tendono a rallentare il sistema: per questo, la loro dilatazione nel tempo impatta negativamente sul mercato.

Una normativa stabile genera un ambiente più sicuro nel quale investire e riduce lo stress sulla supply chain, permettendone la riorganizzazione. La pianificazione delle normative e il rispetto dei tempi in cui questa viene attuata permetterebbero anche di tenere il passo con le diverse modifiche che, parallelamente, avvengono a livello europeo (si pensi ad esempio all'aggiornamento degli obiettivi di decarbonizzazione, che richiede un adeguamento delle norme nazionali).

Riguardo le autorizzazioni, i temi di maggior attenzione sono la formazione per i funzionari pubblici responsabili delle decisioni, la riduzione del numero di enti coinvolti nei processi decisionali (o del loro raggio di manovra), e l'introduzione di regole di silenzio assenso, poiché la sola riduzione delle tempistiche non permette lo svolgimento di un procedimento più fluido.

3 Lo scenario complessivo delle installazioni fotovoltaiche in Lombardia

3.1 La visione complessiva

L'energia rinnovabile da fotovoltaico rappresenta una fondamentale risorsa per la decarbonizzazione del sistema economico, con particolare attenzione al settore della produzione di energia, il quale è responsabile di una quota considerevole delle emissioni di gas serra nazionali. Pertanto, all'interno del presente rapporto, è stato necessario identificare le potenzialità di sviluppo di tale fonte di energia rinnovabile dal punto di vista della capacità installabile sul territorio lombardo entro il 2030. In questo senso, le analisi effettuate nello sviluppo della Fase 5 del presente rapporto hanno permesso di identificare la quota di installazioni fotovoltaiche necessarie al fine di minimizzare l'impatto economico e massimizzare la riduzione delle emissioni derivante dalla produzione di energia. La quota di fotovoltaico installata al 2030 identificata sotto tali ipotesi tramite il modello di ottimizzazione discusso all'interno della Fase 5 è pari a 10,5 GW: questo valore comprende le installazioni relative al settore residenziale, C&I (*Commercial & Industrial*) e *Utility scale*.

Come conseguenza di questo output della Fase 5, si rende ora utile valutare le ricadute sulla filiera del fotovoltaico derivanti dal suo raggiungimento. Le ricadute si concretizzano in:

- impatti economici, che prendono in considerazione il giro d'affari generato dalle installazioni di fotovoltaico lungo tutta la filiera;
- impatti sociali, che consistono nel numero di ULA (Unità di Lavoro) aggiuntive necessarie per l'implementazione degli obiettivi di installato;
- impatti ambientali, i quali si traducono in un risparmio di emissioni di CO₂ grazie allo switch nella produzione di energia, passando dalla situazione as-is allo scenario previsto per il 2030.

Ai fini delle analisi economiche, sociali e ambientali per lo sviluppo del parco rinnovabile lombardo, risulta tuttavia utile definire a monte tre scenari di sviluppo del mercato al 2030, che prendano in considerazione diverse prospettive di crescita delle installazioni fotovoltaiche in base a differenti ipotesi di fondo.

Il primo scenario preso in considerazione è quello denominato *business as usual* (BAU), che prevede un aumento delle installazioni di fotovoltaico in Lombardia ad un tasso di crescita in linea con quello dell'ultimo quinquennio. Pertanto, all'interno di tale scenario non viene considerata alcuna influenza esterna da parte di altri fattori. Lo scenario BAU funge pertanto da *benchmark*, con l'obiettivo di misurare gli effetti degli altri scenari rispetto all'andamento tendenziale delle installazioni.

In seconda battuta, è stato definito uno scenario *policy driven*, che tiene conto di un tasso di crescita più deciso grazie al supporto del quadro normativo regolatorio a favore delle rinnovabili. In particolare, lo scenario è stato elaborato considerando le influenze delle normative discusse nella sezione precedente del presente documento, tra cui figurano:

- misure contenute nel PNRR a supporto dello sviluppo delle Fonti di Energia Rinnovabile e del fotovoltaico nello specifico;
- recepimento della direttiva REDII e conseguente sviluppo atteso rispetto alle Comunità Energetiche;
- Decreto Semplificazioni Bis;
- Decreto Energia.

Infine, viene rappresentato nel grafico a seguire anche lo scenario denominato *Best case* all'anno 2030, derivante dalle risultanze precedentemente menzionate e scaturite dal modello di ottimizzazione sviluppato

per le installazioni fotovoltaiche, il quale prevede la minimizzazione dei costi complessivi a fronte della massimizzazione della riduzione delle emissioni.

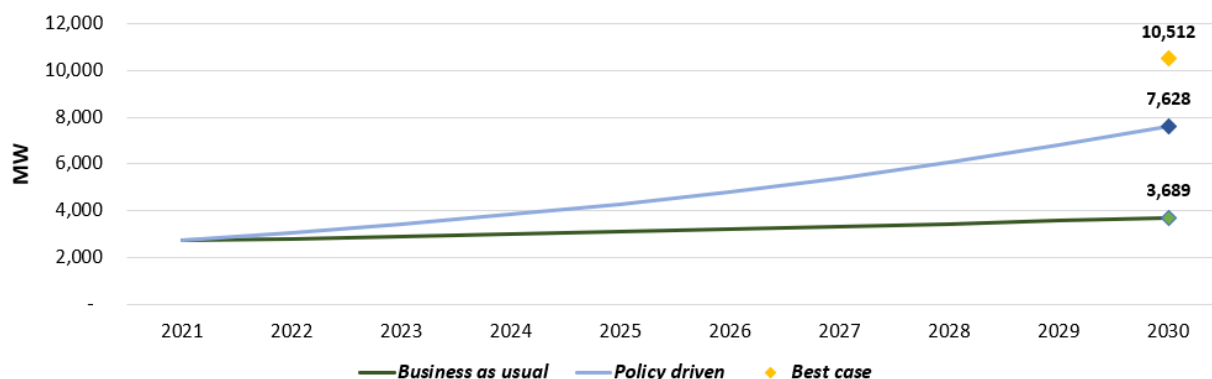


Figura 1 - Scenari di sviluppo del fotovoltaico in Lombardia

Analizzando le risultanze derivanti dai tre diversi scenari elaborati, risulta in primis evidente come lo scenario BAU rappresenti in termini prospettici un'eventualità poco soddisfacente, con un installato complessivo di fotovoltaico in Lombardia al 2030 pari a circa 3,7 GW, che non sarebbe sufficiente al raggiungimento di un'adeguato livello di decarbonizzazione del settore.

Al contrario, lo scenario *Best case* rappresenta sicuramente una prospettiva molto ambiziosa se paragonato agli andamenti delle installazioni degli ultimi anni, andando a superare i 10,5 GW di capacità installata al 2030, come già menzionato. Pertanto, è possibile affermare che la sfida per raggiungere tale target è complessa e richiederebbe un'accelerazione notevole delle installazioni annuali nel corso del periodo 2022-2030.

Lo scenario *policy driven*, tuttavia, mostra come il supporto del quadro normativo regolatorio allo sviluppo della filiera del fotovoltaico possa permettere il raggiungimento di un livello di installazioni molto rilevante, con un parco fotovoltaico che al 2030 si attesta intorno ai 7,6 GW complessivamente. Questa evidenza rimarca l'importanza dello sviluppo della normativa a supporto delle installazioni rinnovabili, che difficilmente potranno effettuare un cambio di passo in termini di tasso di crescita senza un adeguato sostegno nel corso dei prossimi anni.

3.1.1 Giro d'affari generato

L'obiettivo della presente sezione consiste nell'identificare le ricadute economiche derivanti dai tre scenari di sviluppo del mercato definiti in precedenza e, in particolare, il giro d'affari generato dalla necessità di installare la capacità di fotovoltaico in essi prevista da oggi al 2030.

Le risultanze discusse nella presente sezione sono state elaborate sulla base di valori di CAPEX per le installazioni che rispecchiano lo sviluppo dei diversi ambiti di applicazione del fotovoltaico (residenziale, C&I, utility scale) in Lombardia nel periodo 2022-2030. Pertanto, il giro d'affari presentato in questa sezione tiene conto della ponderazione dei diversi ambiti nel corso del periodo considerato e delle relative diminuzioni dei CAPEX per kW installato in Lombardia derivanti dalla crescente maturità della tecnologia. I risultati, inoltre,

raffigurano il giro d'affari complessivo di tutti i player della filiera del fotovoltaico, a partire dalle procedure di iter autorizzativi fino all'installazione degli impianti sul campo.

Nello scenario BAU, il giro d'affari generato risulta essere pari a circa 1 miliardo di €, valore che se distribuito sul periodo di analisi non rappresenta una movimentazione di risorse sufficiente a sostenere un processo di decarbonizzazione della produzione di energia in Lombardia. Questo valore funge tuttavia da riferimento per il confronto con gli scenari policy driven e best case, in cui il giro d'affari richiesto per il raggiungimento dell'installato descritto nella sezione precedente aumenta considerevolmente.

In particolare, lo scenario *best case* evidenzia come la movimentazione di risorse economiche lungo la filiera per raggiungere i 10,5 GW di installato al 2030 sia pari a oltre 6,9 miliardi di €. Tale ammontare si traduce in un impegno consistente da parte di tutti gli attori della filiera al fine di raggiungere la capacità installata target per massimizzare la riduzione di emissioni di CO₂.

Lo scenario *policy driven*, che prevede uno sviluppo del tasso di crescita delle installazioni attuale sulla base del supporto da parte del quadro normativo, porta il giro d'affari ad un livello intermedio tra i precedenti, probabilmente più realisticamente raggiungibile nel corso del periodo 2022-2030, pari a circa 4,4 miliardi di €.

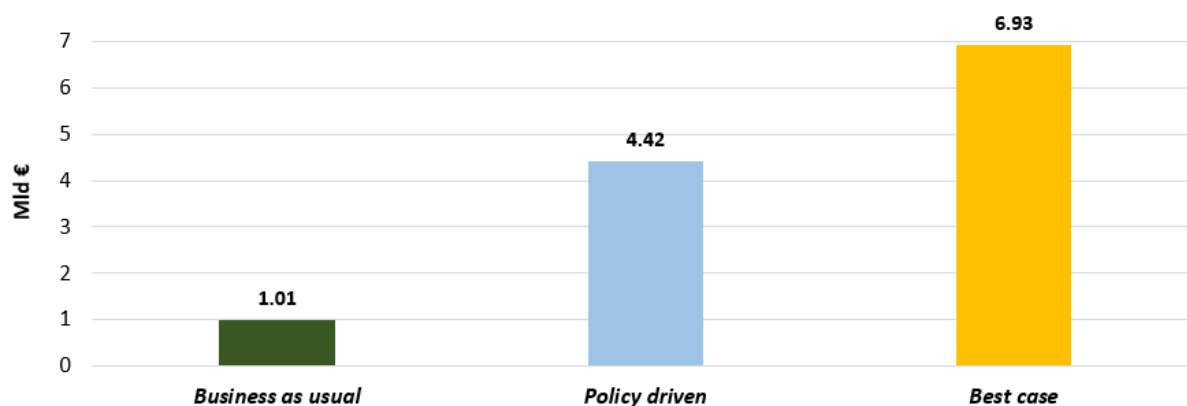


Figura 2 – Giro d'affari generato dalle installazioni di fotovoltaico in Lombardia al 2030

3.1.2 Ricadute occupazionali

Dall'analisi del giro d'affari complessivamente generato dalle installazioni di fotovoltaico presentate per i diversi scenari di previsione è possibile, inoltre, identificare le ricadute occupazionali sulla filiera, ovvero Unità di Lavoro (ULA) aggiuntive necessarie alla generazione del giro d'affari precedentemente identificato nel periodo 2022-2030.

Le risultanze della presente analisi sono il frutto di un'indagine di dettaglio relativa al numero di dipendenti delle imprese operanti nella filiera delle rinnovabili (e, nello specifico, del fotovoltaico) a livello nazionale e regionale, che ha permesso di identificare il rapporto tra il giro d'affari convogliato nella filiera stessa e la numerosità del personale impiegato per la generazione dello stesso. Ovviamente, tali ricadute tengono in considerazione i dipendenti aggiuntivi necessari per tutti i player operanti nella filiera del fotovoltaico.

Dal punto di vista delle ULA aggiuntive necessarie per il raggiungimento dei livelli di installazioni dei tre diversi scenari, i risultati mostrano come lo scenario *best case* richieda nel periodo 2022-2030 un numero

considerevole di nuove assunzioni, pari a circa 45 mila, che permetterebbe di toccare quota 10,5 GW installati in Lombardia al 2030.

Lo scenario BAU, al contrario, richiederebbe un numero ridotto di ULA aggiuntive, pari a circa 6.500, principalmente a causa del tasso di crescita delle installazioni molto contenuto nel corso del periodo di analisi. Infatti, tale trend di crescita, in linea con quello dell'ultimo quinquennio, non renderebbe necessaria la presenza di un numero elevato di nuove Unità di Lavoro, dato che le nuove installazioni potrebbero essere parzialmente gestite dal personale attualmente in attività.

Infine, lo scenario policy driven fornisce la fotografia di quali sarebbero le ricadute occupazionali a seguito di un adeguato supporto normativo allo sviluppo della filiera del fotovoltaico. In questo caso, le ULA aggiuntive necessarie per toccare i 7,6 GW di capacità installata si attesterebbero intorno alle 29 mila.

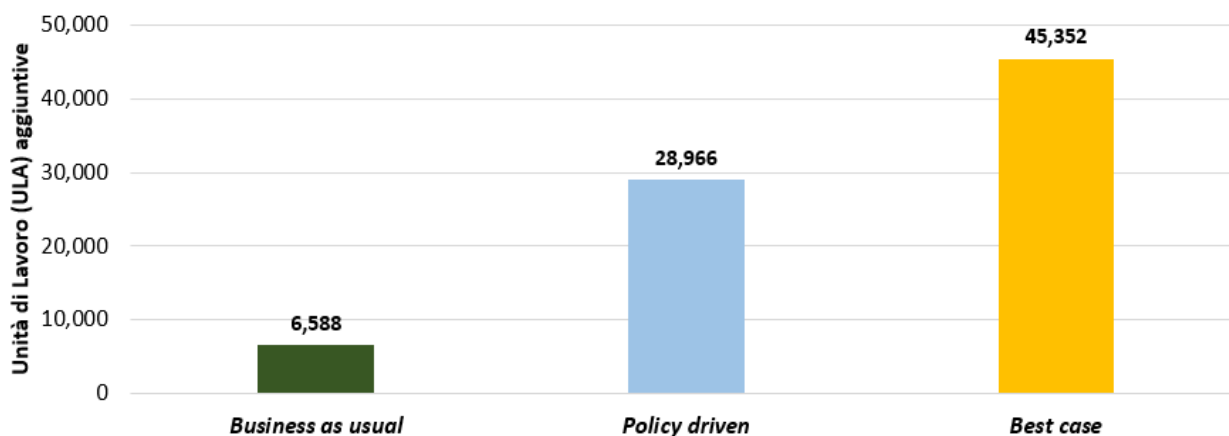


Figura 3 – Ricadute occupazionali generate dalle installazioni di fotovoltaico in Lombardia al 2030

3.1.3 Impatto ambientale

Come ultima dimensione di analisi per l'andamento complessivo delle installazioni di fotovoltaico in Lombardia nel periodo 2022-2030, risulta fondamentale identificare le ricadute a livello ambientale derivanti da tali installazioni nei differenti scenari di previsione. La presente analisi si concretizza nella quantificazione delle emissioni di CO₂ evitate grazie alla produzione di energia da fonte rinnovabile, nello specifico da fotovoltaico.

Le risultanze della presente analisi sono state valutate sulla base delle emissioni derivanti dal mix di fonti utilizzate a livello nazionale per la produzione di energia elettrica. Si è dunque identificata la quantità di emissioni evitabile per ogni kW aggiuntivo installato di fotovoltaico in Lombardia, scalata nel corso del periodo di analisi in base alle previsioni di aumento dell'efficienza della tecnologia e alla riduzione delle emissioni del mix energetico nazionale.

Si evidenzia come lo scenario BAU produca un risparmio di emissioni complessivo contenuto, se si considera che i valori indicati sono distribuiti nell'arco temporale 2022-2030: la quantità totale di emissioni evitata si attesterebbe infatti intorno alle 26 milioni di tonnellate di CO₂ nel periodo considerato.

Lo scenario *policy driven*, invece, guidato dal supporto del quadro normativo regolatorio, raggiunge risultati più importanti, con un risparmio complessivo pari a oltre 115 milioni di tonnellate di CO₂ nel periodo 2022-

2030. Come prevedibile, risultano molto elevate, infine, le emissioni evitate nello scenario *best case*, che permetterebbe di risparmiare oltre 157 milioni di tonnellate di CO₂ nel periodo di analisi.

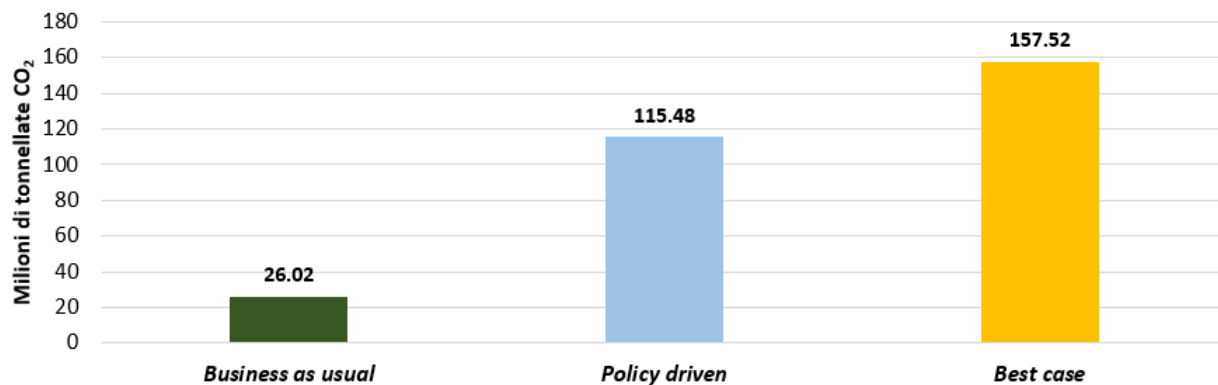


Figura 4 – Emissioni di CO₂ evitate grazie alle installazioni di fotovoltaico in Lombardia nel periodo 2022-2030

3.2 Il fotovoltaico residenziale in Lombardia

L'attenzione del rapporto si focalizza in questa sezione sulle installazioni di capacità fotovoltaica in ambito residenziale. Ai fini delle analisi economiche, sociali e ambientali per lo sviluppo del fotovoltaico in ambito residenziale in Lombardia, sono stati presi in considerazione i medesimi scenari definiti nella sezione precedente di discussione del fotovoltaico in Lombardia nel suo complesso. In particolare, in questa sezione si considerano come residenziali gli impianti fotovoltaici con potenza inferiore a 20 kW, che possono essere identificati come rappresentativi della categoria.

Pertanto, così come per la visione complessiva del fotovoltaico in Lombardia, si tiene conto dello scenario *business as usual* (BAU) e dello scenario *policy driven*, che possiedono le medesime caratteristiche descritte per gli scenari omonimi della sezione precedente. Si tiene altresì conto dello scenario *best case* all'anno 2030 proveniente dal modello di ottimizzazione sviluppato per le installazioni fotovoltaiche.

Analizzando le risultanze derivanti dai tre diversi scenari elaborati, risulta in primis evidente come lo scenario BAU presenti una crescita molto contenuta nel periodo 2022-2030, con un installato complessivo di fotovoltaico residenziale in Lombardia al 2030 pari a circa 1,3 GW.

Al contrario, lo scenario *Best case* rappresenta una prospettiva molto ambiziosa se paragonato agli andamenti delle installazioni degli ultimi anni per il settore residenziale, andando a raggiungere i 5,3 GW di capacità installata al 2030.

Lo scenario *policy driven*, infine, mostra come il supporto del quadro normativo regolatorio allo sviluppo della filiera del fotovoltaico in questo ambito possa permettere il raggiungimento di un livello di installazioni considerevole, con un parco fotovoltaico a tetto su edifici residenziali che al 2030 si attesta intorno ai 3,5 GW. Come nella visione complessiva, pertanto, il quadro normativo risulta di grande importanza nel settore residenziale, andando a sostenere potenzialmente in maniera decisa le installazioni in questo ambito.

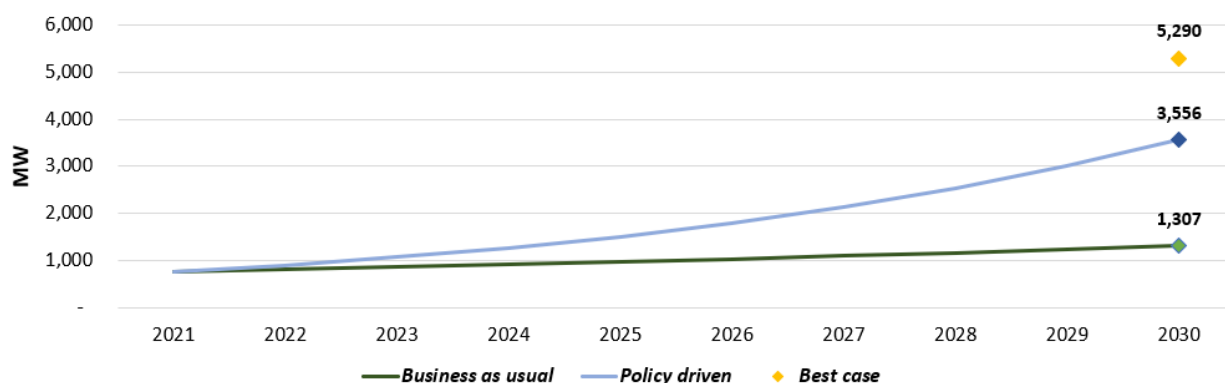


Figura 5 – Scenari di sviluppo del fotovoltaico residenziale in Lombardia al 2030

3.2.1 Giro d'affari generato

L'obiettivo della presente sezione consiste nell'identificare le ricadute economiche derivanti dai tre scenari di sviluppo del mercato definiti in precedenza e, in particolare, il giro d'affari generato dalla necessità di installare la capacità di fotovoltaico residenziale in essi prevista da oggi al 2030.

Le risultanze discusse nella presente sezione sono state elaborate sulla base di valori di CAPEX per le installazioni che rispecchiano lo sviluppo delle tecnologie del fotovoltaico in ambito residenziale in Lombardia nel periodo 2022-2030. Pertanto, il giro d'affari presentato in questa sezione tiene conto della ponderazione dei diversi ambiti nel corso del periodo considerato e delle relative diminuzioni dei CAPEX per kW installato in Lombardia derivanti dalla crescente maturità della tecnologia. I risultati, inoltre, raffigurano il giro d'affari complessivo di tutti i player della filiera del fotovoltaico residenziale, a partire dalle procedure di iter autorizzativi fino all'installazione degli impianti sul campo.

Nello scenario BAU, il giro d'affari generato risulta essere pari a circa 640 milioni di €, valore che se distribuito sul periodo di analisi non rappresenta una movimentazione di risorse sufficiente a sostenere un processo di diffusione massiccia del fotovoltaico residenziale in Lombardia. Questo valore funge tuttavia da riferimento per il confronto con gli scenari *policy driven* e *best case*, in cui il giro d'affari richiesto per il raggiungimento dell'installato descritto nella sezione precedente aumenta considerevolmente.

In particolare, lo scenario *best case* evidenzia come la movimentazione di risorse economiche lungo la filiera per raggiungere i 5,3 GW di installato residenziale al 2030 sia pari a quasi 3,7 miliardi di €. Tale ammontare si traduce in un impegno consistente da parte di tutti gli attori della filiera al fine di raggiungere la capacità installata target nell'ambito residenziale e massimizzare così la riduzione di emissioni di CO₂.

Lo scenario *policy driven*, che prevede uno sviluppo del tasso di crescita delle installazioni attuale sulla base del supporto da parte del quadro normativo, porta il giro d'affari ad un livello intermedio tra i precedenti, probabilmente più realisticamente raggiungibile nel corso del periodo 2022-2030 anche in ambito residenziale, pari a circa 2,9 miliardi di €.

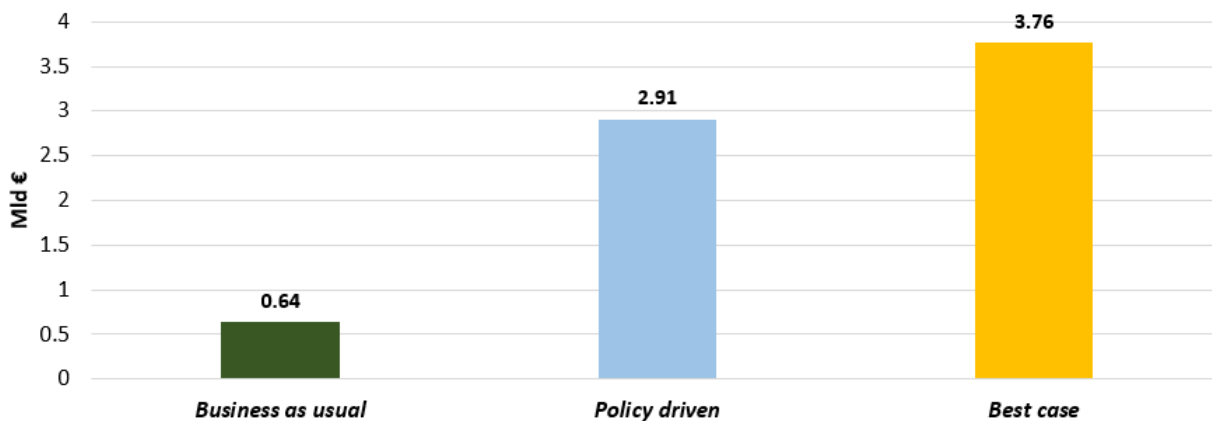


Figura 6 – Giro d'affari generato dalle installazioni di fotovoltaico residenziale in Lombardia al 2030

3.2.2 Ricadute occupazionali

A seguito dell'identificazione del giro d'affari complessivamente generato dalle installazioni di fotovoltaico residenziali presentate per i diversi scenari di previsione è possibile, inoltre, quantificare le ricadute occupazionali sulla filiera, ovvero Unità di Lavoro (ULA) aggiuntive necessarie alla generazione del giro d'affari precedentemente identificato nel periodo 2022-2030.

Come per la visione regionale complessiva relativa al fotovoltaico, le risultanze della presente analisi sono il frutto di un'indagine di dettaglio relativa al numero di dipendenti delle imprese operanti nella filiera delle rinnovabili (e, nello specifico, del fotovoltaico residenziale) a livello nazionale e regionale, che ha permesso di identificare il rapporto tra il giro d'affari convogliato nella filiera stessa e la numerosità del personale

impiegato per la generazione dello stesso. Tali ricadute tengono in considerazione i dipendenti addizionali necessari per tutti i player operanti all'interno della filiera.

Dal punto di vista delle ULA addizionali necessarie per il raggiungimento dei livelli di installazioni dei tre diversi scenari, i risultati mostrano come lo scenario *best case* richieda nel periodo 2022-2030 un numero di nuove assunzioni pari a circa 25 mila, che permetterebbe di toccare quota 5,3 GW installati in ambito residenziale in Lombardia al 2030.

Lo scenario BAU richiederebbe un numero ridotto di ULA addizionali, pari a circa 4 mila, principalmente a causa del tasso di crescita delle installazioni residenziali alquanto basso nel corso del periodo di analisi. Infatti, tale trend di crescita, in linea con quello dell'ultimo quinquennio, non renderebbe necessaria la presenza di un numero elevato di nuove Unità di Lavoro, dato che le nuove installazioni potrebbero essere parzialmente gestite dal personale attualmente in attività.

Infine, lo scenario policy driven fornisce la fotografia di quali sarebbero le ricadute occupazionali a seguito di un adeguato supporto normativo allo sviluppo della filiera del fotovoltaico residenziale. In questo caso, le ULA aggiuntive necessarie per toccare i 3,5 GW di capacità installata si attesterebbero intorno alle 19 mila.

Risulta interessante, in ogni caso, notare come le ULA aggiuntive nel settore residenziale rappresentino circa il 65% delle ULA aggiuntive complessive per il fotovoltaico regionale nel periodo 2022-2030. Tale evidenza consegue, tra gli altri fattori, dal fatto che le installazioni in ambito residenziale sono molto più numerose a parità di capacità installata, richiedendo pertanto l'intervento di un numero superiore di Unità di Lavoro per conseguire i valori di installato dei differenti scenari.

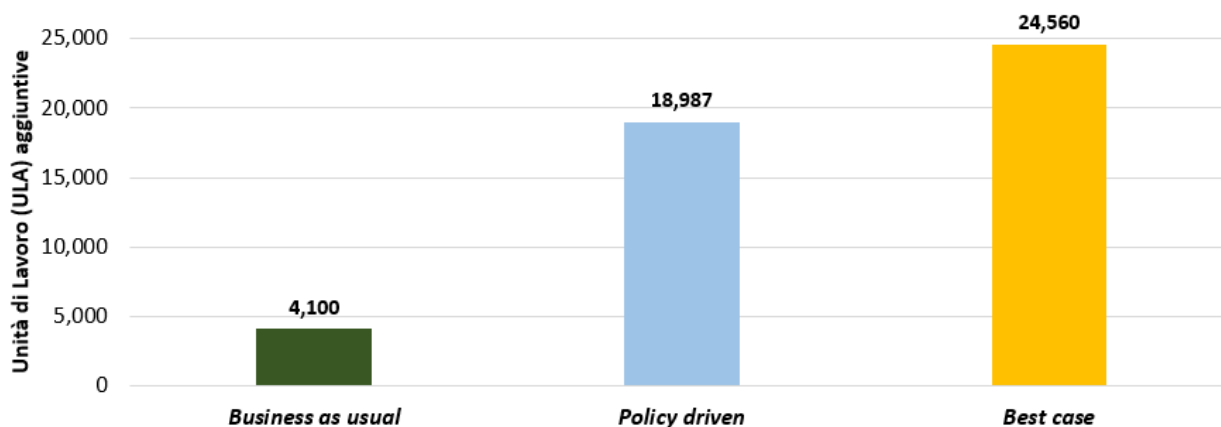


Figura 7 – Ricadute occupazionali generate dalle installazioni di fotovoltaico residenziale in Lombardia al 2030

3.2.3 Impatto ambientale

Come ultima dimensione di analisi per l'andamento complessivo delle installazioni di fotovoltaico residenziale in Lombardia nel periodo 2022-2030, si procede all'identificazione delle ricadute a livello ambientale derivanti da tali installazioni nei differenti scenari di previsione. La presente analisi si concretizza nella quantificazione delle emissioni di CO₂ evitate grazie alla produzione di energia da fonte rinnovabile, nello specifico da fotovoltaico residenziale.

Le risultanze della presente analisi sono state valutate sulla base delle emissioni derivanti dal mix di fonti utilizzate a livello nazionale per la produzione di energia elettrica. Si è dunque identificata la quantità di

emissioni evitabile per ogni kW aggiuntivo installato di fotovoltaico in Lombardia, scalata nel corso del periodo di analisi in base alle previsioni di aumento dell'efficienza della tecnologia e alla riduzione delle emissioni del mix energetico nazionale.

L'indagine mostra come lo scenario BAU produca un risparmio di emissioni complessivo relativamente contenuto in ambito residenziale, se si considera che i valori indicati sono distribuiti nell'arco temporale 2022-2030: la quantità totale di emissioni evitata in ambito residenziale si attesterebbe infatti intorno alle 14 milioni di tonnellate di CO₂ nel periodo considerato.

Lo scenario *policy driven*, al contrario, guidato dal supporto del quadro normativo regolatorio, raggiunge risultati più interessanti, con un risparmio complessivo pari a oltre 65 milioni di tonnellate di CO₂ nel periodo 2022-2030. Come per la visione regionale complessiva, infine, risultano molto elevate le emissioni evitate nello scenario *best case*, che permetterebbe di risparmiare oltre 85 milioni di tonnellate di CO₂ nel periodo di analisi.

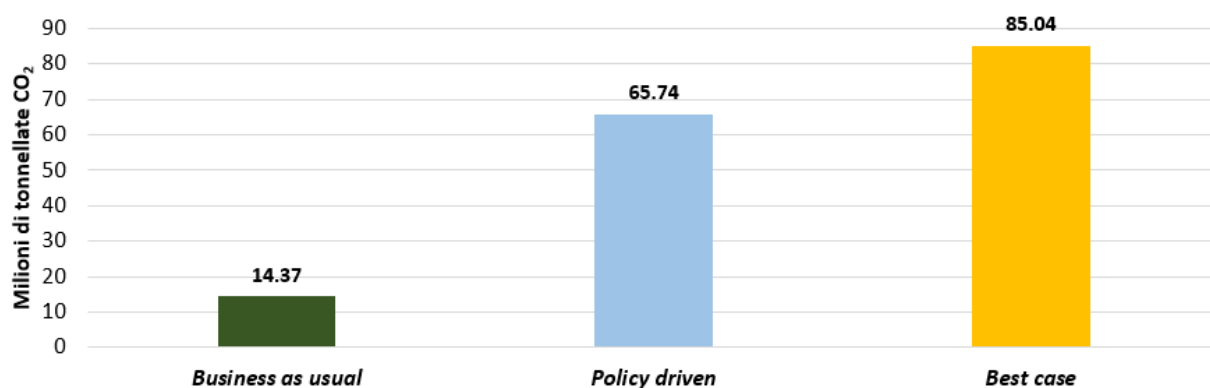


Figura 8 – Emissioni di CO₂ evitate grazie alle installazioni di fotovoltaico residenziale in Lombardia nel periodo 2022-2030

3.3 Il fotovoltaico *Commercial & Industrial* in Lombardia

L'attenzione del rapporto si focalizza in questa sezione sulle installazioni di capacità fotovoltaica in ambito *Commercial & Industrial* (C&I). Ai fini delle analisi economiche, sociali e ambientali per lo sviluppo del fotovoltaico in ambito C&I in Lombardia, sono stati presi in considerazione i medesimi scenari definiti nella sezione di discussione del fotovoltaico in Lombardia nel suo complesso. In particolare, in questa sezione si considerano come C&I gli impianti fotovoltaici con potenza compresa tra 20 kW e 1 MW, che possono essere identificati come rappresentativi della categoria.

Pertanto, così come per la visione complessiva del fotovoltaico in Lombardia, si tiene conto dello scenario *business as usual* (BAU) e dello scenario *policy driven*, che possiedono le medesime caratteristiche descritte per gli scenari omonimi delle sezioni precedenti. Si tiene altresì conto dello scenario *best case* all'anno 2030 proveniente dal modello di ottimizzazione sviluppato per le installazioni fotovoltaiche.

Lo scenario *best case* prevede in questo caso un aumento delle installazioni fotovoltaiche C&I ad un tasso lievemente inferiore rispetto alle analisi precedenti, con una crescita della capacità installata che arriva a raggiungere i 2,9 GW al 2030. Lo scenario *policy driven*, con un totale installato C&I al 2030 pari a 2,8 GW, si attese in questo ambito ad un livello quasi identico allo scenario *best case*. Infine, lo scenario BAU mostra una crescita più lenta, ma comunque non troppo distante dalle ambizioni regionali, superando 2 GW di installato C&I al 2030.

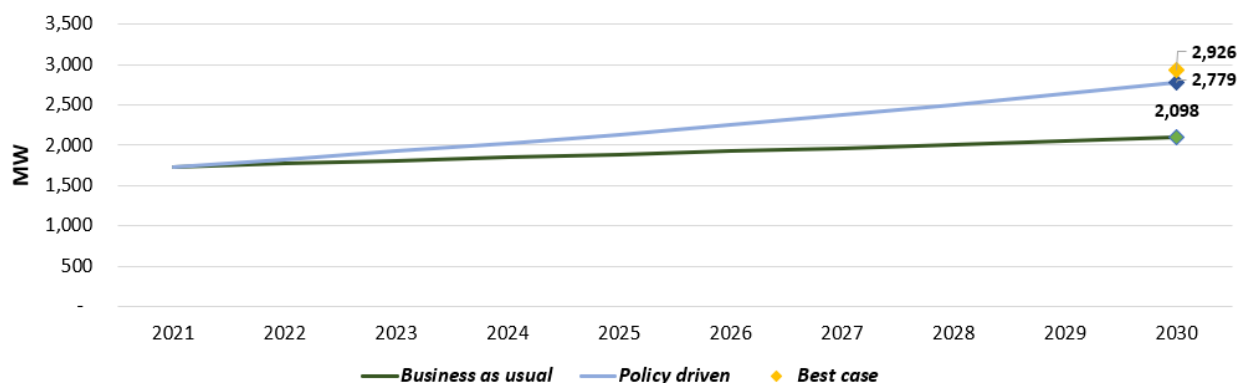


Figura 9 – Scenari di sviluppo del fotovoltaico C&I in Lombardia

3.3.1 Giro d'affari generato

L'obiettivo della presente sezione consiste nell'identificare le ricadute economiche derivanti dai tre scenari di sviluppo del mercato definiti in precedenza e, in particolare, il giro d'affari generato dalla necessità di installare la capacità di fotovoltaico C&I in essi prevista da oggi al 2030.

Le risultanze discusse nella presente sezione sono state elaborate sulla base di valori di CAPEX per le installazioni che rispecchiano lo sviluppo delle tecnologie del fotovoltaico in ambito C&I in Lombardia nel periodo 2022-2030. Pertanto, il giro d'affari presentato in questa sezione tiene conto della ponderazione dei diversi ambiti nel corso del periodo considerato e delle relative diminuzioni dei CAPEX per kW installato in Lombardia derivanti dalla crescente maturità della tecnologia. I risultati, inoltre, raffigurano il giro d'affari complessivo di tutti i player della filiera del fotovoltaico C&I, a partire dalle procedure di iter autorizzativi fino all'installazione degli impianti sul campo.

Come conseguenza di un livello complessivo di installazioni inferiore rispetto all'ambito residenziale, nell'ambito C&I il giro d'affari generato nel corso del periodo considerato risulta più contenuto nei diversi scenari. In particolare, lo scenario BAU fa registrare un giro d'affari potenziale al 2030 pari a circa 360 milioni di €, pari a circa il 30% delle risultanze per gli scenari *policy driven* e *best case*.

Questi due scenari, infatti, mostrano risultati paragonabili a livello di giro d'affari, con un giro d'affari pari a circa 910 milioni di € nel *policy driven* e 970 milioni di € nel *best case*. Tale risultato evidenzia che, in ambito C&I, il supporto del quadro normativo regolatorio potrà essere in grado di guidare le installazioni di fotovoltaico fino a raggiungere un livello paragonabile all'ottimo, definito dallo scenario *best case*.

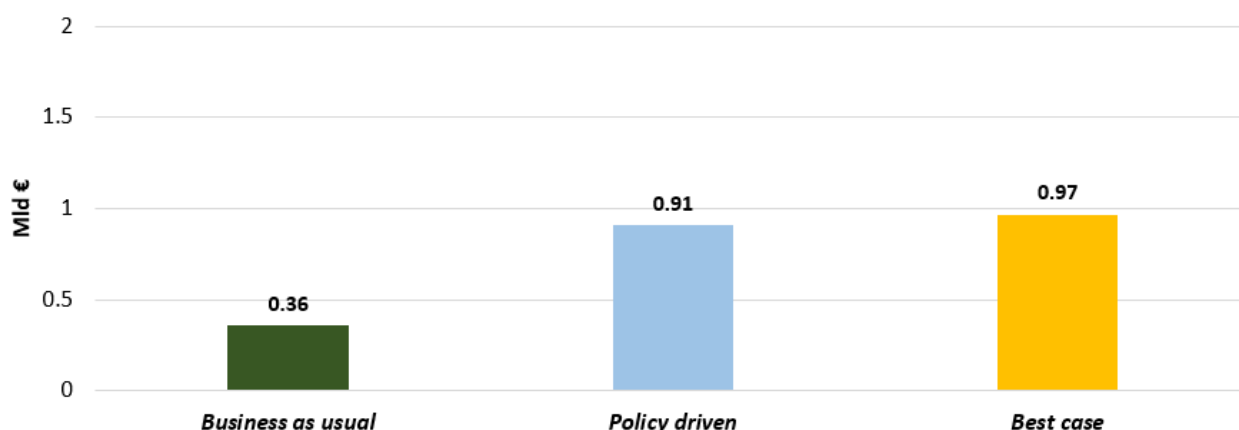


Figura 10 – Giro d'affari generato dalle installazioni di fotovoltaico C&I in Lombardia al 2030

3.3.2 Ricadute occupazionali

A seguito dell'identificazione del giro d'affari complessivamente generato dalle installazioni di fotovoltaico C&I presentate per i diversi scenari di previsione è possibile quantificare le ricadute occupazionali sulla filiera, ovvero Unità di Lavoro (ULA) aggiuntive necessarie alla generazione del giro d'affari precedentemente identificato nel periodo 2022-2030.

Come per la visione regionale complessiva relativa al fotovoltaico, le risultanze della presente analisi sono il frutto di un'indagine di dettaglio relativa al numero di dipendenti delle imprese operanti nella filiera delle rinnovabili (e, nello specifico, del fotovoltaico C&I) a livello nazionale e regionale, che ha permesso di identificare il rapporto tra il giro d'affari convogliato nella filiera stessa e la numerosità del personale impiegato per la generazione dello stesso. Tali ricadute tengono in considerazione i dipendenti aggiuntivi necessari per tutti i player operanti all'interno della filiera.

Dal punto di vista delle ULA aggiuntive necessarie per il raggiungimento dei livelli di installazioni dei tre diversi scenari, i risultati mostrano come lo scenario *best case* richieda nel periodo 2022-2030 un numero di nuove assunzioni pari a circa 6.300, che permetterebbe di toccare quota 2,9 GW installati in ambito C&I in Lombardia al 2030. Essendo questa evidenza una conseguenza delle previsioni sul giro d'affari, anche in questo caso lo scenario *policy driven* ottiene risultati paragonabili al *best case*, con un numero di ULA aggiuntive necessarie nel periodo 2022-2030 pari a circa 6.000.

Lo scenario BAU, tuttavia, richiederebbe comunque un impegno di ULA aggiuntive superiore a 2.300 da qui al 2030: tale evidenza pone l'accento sul fatto che, anche ipotizzando un trend di crescita delle installazioni

in linea con quello dell'ultimo quinquennio in ambito C&I, sarà necessario aumentare la forza lavoro in una misura che rappresenta il 37% delle ULA aggiuntive previste nello scenario *best case*.

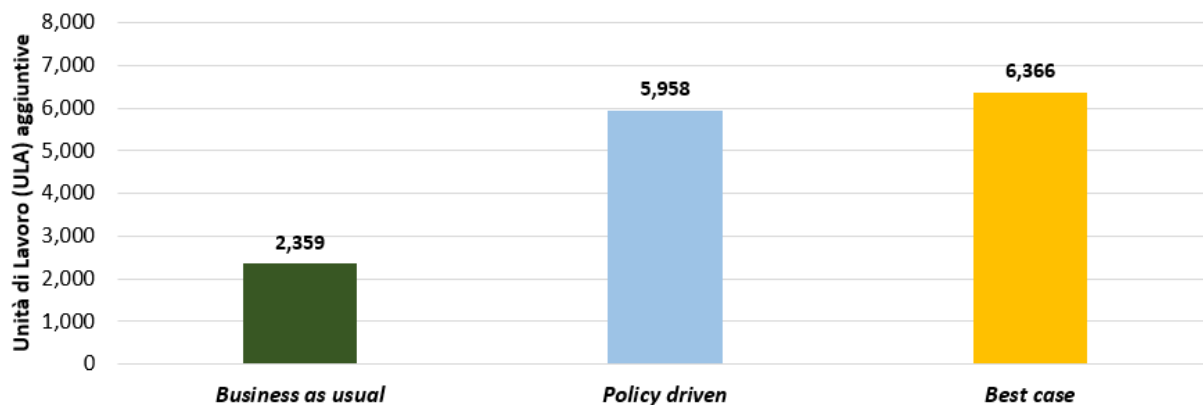


Figura 11 – Ricadute occupazionali generate dalle installazioni di fotovoltaico C&I in Lombardia al 2030

3.3.3 Impatto ambientale

In ultima istanza per quanto riguarda l'andamento complessivo delle installazioni di fotovoltaico C&I in Lombardia nel periodo 2022-2030, si procede all'identificazione delle ricadute a livello ambientale derivanti da tali installazioni nei differenti scenari di previsione. La presente analisi si concretizza nella quantificazione delle emissioni di CO₂ evitate grazie alla produzione di energia da fonte rinnovabile, nello specifico da fotovoltaico C&I.

Le risultanze della presente analisi sono state valutate sulla base delle emissioni derivanti dal mix di fonti utilizzate a livello nazionale per la produzione di energia elettrica. Si è dunque identificata la quantità di emissioni evitabile per ogni kW aggiuntivo installato di fotovoltaico C&I in Lombardia, scalata nel corso del periodo di analisi in base alle previsioni di aumento dell'efficienza della tecnologia e alla riduzione delle emissioni del mix energetico nazionale.

L'indagine mostra come lo scenario BAU produca un risparmio di emissioni complessivo ridotto rispetto agli scenari *policy driven* e *best case*, con un totale di emissioni evitate pari a 10,1 milioni di tonnellate di CO₂ nel periodo 2022-2030.

Lo scenario *policy driven*, al contrario, guidato dal supporto del quadro normativo regolatorio, raggiunge risultati più incoraggianti, con un risparmio complessivo pari a oltre 25 milioni di tonnellate di CO₂ nel periodo di analisi. Anche nel caso degli impatti ambientali e come conseguenza di un livello di capacità installata paragonabile tra lo scenario *policy driven* e lo scenario *best case*, le emissioni evitate nel periodo di analisi risultano comparabili in questi due scenari, rispettivamente con 25,6 e 27,3 milioni di tonnellate di CO₂ evitate da oggi al 2030.

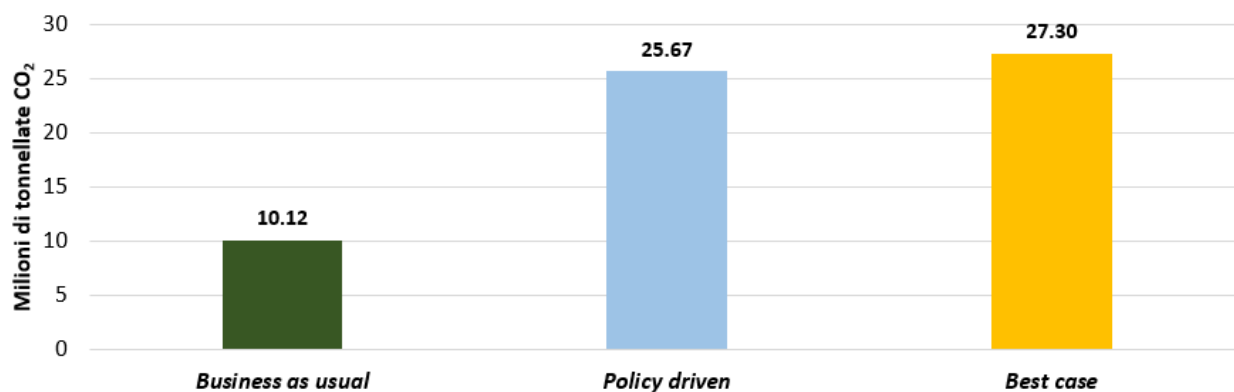


Figura 12 – Emissioni di CO₂ evitate grazie alle installazioni di fotovoltaico C&I in Lombardia nel periodo 2022-2030

3.4 Il fotovoltaico *Utility Scale* in Lombardia

In ultima analisi, la presente sezione del rapporto analizza le installazioni di capacità fotovoltaica in ambito *Utility scale*. Ai fini delle analisi economiche, sociali e ambientali per lo sviluppo del fotovoltaico in ambito *Utility scale* in Lombardia, sono stati presi in considerazione i medesimi scenari definiti nelle sezioni precedenti di discussione del fotovoltaico in Lombardia. In particolare, in questa sezione si considerano come *Utility scale* gli impianti fotovoltaici con potenza superiore a 1 MW, che possono essere identificati come rappresentativi della categoria.

Pertanto, così come per le altre analisi relative agli ambiti di applicazione del fotovoltaico in Lombardia, si tiene conto dello scenario *business as usual* (BAU) e dello scenario *policy driven*, che possiedono le medesime caratteristiche descritte per gli scenari omonimi delle sezioni precedenti. Si tiene altresì conto dello scenario *best case* all'anno 2030 proveniente dal modello di ottimizzazione sviluppato per le installazioni fotovoltaiche.

In ambito *Utility scale*, gli scenari di previsione forniscono evidenze divergenti. Lo scenario BAU prospetta infatti un aumento molto ridotto delle installazioni (arrivando a 290 MW installati al 2030), che invece potrebbero crescere in maniera più sostanziale con il supporto del quadro normativo regolatorio, toccando quota 1,2 GW nello scenario *policy driven*. Lo scenario *best case*, derivante dal modello di ottimizzazione, prevede inoltre la possibilità per le installazioni *Utility scale* in Lombardia di raggiungere livelli ancora più elevati, con una capacità installata al 2030 pari a quasi 2,3 GW.

La differenza così netta tra lo scenario BAU e gli scenari *policy driven* e *best case* è conseguenza del tasso di installazione estremamente ridotto in tale ambito in Lombardia negli ultimi anni. Tale tasso potrebbe aumentare negli altri due scenari come pronosticato sia grazie al supporto del quadro normativo regolatorio sia grazie all'intensificazione delle soluzioni di "agrivoltaico", che permetterebbero uno sfruttamento migliore delle aree coltivate all'interno della regione Lombardia ai fini della produzione di energia da fonte rinnovabile.

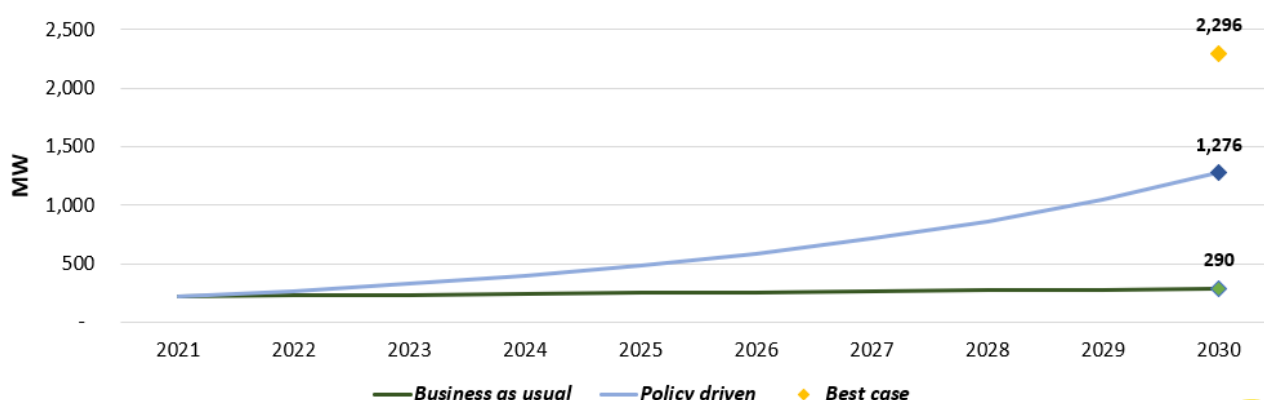


Figura 13 – Scenari di sviluppo del fotovoltaico *Utility scale* in Lombardia

3.4.1 Giro d'affari generato

L'obiettivo della seguente sezione consiste nell'identificare le ricadute economiche derivanti dai tre scenari di sviluppo del mercato definiti in precedenza e, in particolare, il giro d'affari generato dalla necessità di installare la capacità di fotovoltaico *Utility scale* in essi prevista da oggi al 2030.

Le risultanze discusse nella presente sezione sono state elaborate sulla base di valori di CAPEX per le installazioni che rispecchiano lo sviluppo delle tecnologie del fotovoltaico in ambito *Utility scale* in Lombardia nel periodo 2022-2030. Pertanto, il giro d'affari presentato in questa sezione tiene conto della ponderazione dei diversi ambiti nel corso del periodo considerato e delle relative diminuzioni dei CAPEX per kW installato in Lombardia derivanti dalla crescente maturità della tecnologia. I risultati, inoltre, raffigurano il giro d'affari complessivo di tutti i player della filiera del fotovoltaico *Utility scale*, a partire dalle procedure di iter autorizzativi fino all'installazione degli impianti sul campo.

Le installazioni previste nello scenario BAU generano in ambito *Utility scale* un giro d'affari alquanto irrisorio da oggi al 2030. Questo non vale tuttavia per gli scenari di sviluppo policy driven e best case, in cui il giro d'affari generato dalla capacità installata in ambito *Utility scale* raggiunge rispettivamente 0,55 miliardi di € e 1,03 miliardi di € sotto le ipotesi precedentemente illustrate.

Risulta interessante sottolineare come, a parità di GW installati, il giro d'affari generato sia decisamente inferiore in ambito *Utility scale* rispetto al C&I e al residenziale: questa evidenza è frutto principalmente di una riduzione del costo €/kW per le installazioni all'aumentare delle dimensioni degli impianti.

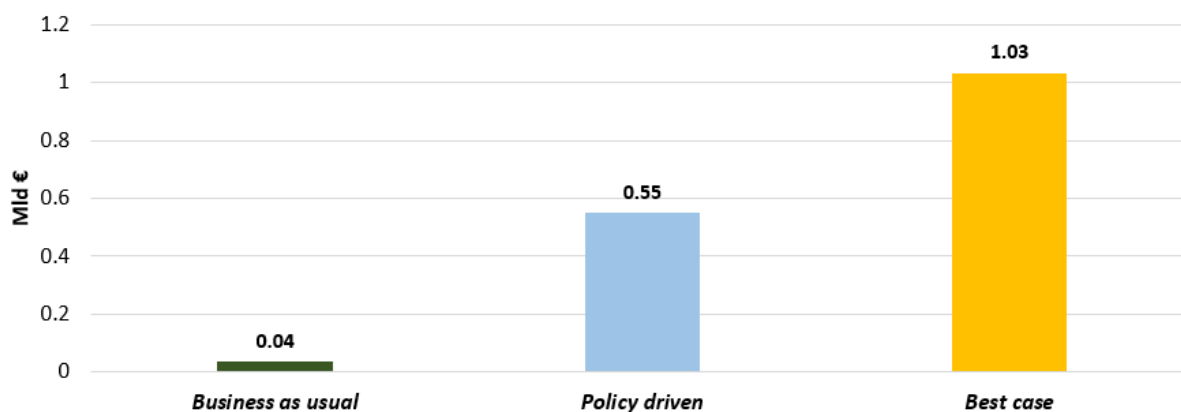


Figura 14 – Giro d'affari generato dalle installazioni di fotovoltaico *Utility scale* in Lombardia al 2030

3.4.2 Ricadute occupazionali

A valle dell'analisi del giro d'affari complessivamente generato dalle installazioni di fotovoltaico *Utility scale* presentate per i diversi scenari di previsione è possibile quantificare le ricadute occupazionali sulla filiera, ovvero Unità di Lavoro (ULA) aggiuntive necessarie alla generazione del giro d'affari precedentemente identificato nel periodo 2022-2030.

Come per la visione regionale complessiva relativa al fotovoltaico, le risultanze della presente analisi sono il frutto di un'indagine di dettaglio relativa al numero di dipendenti delle imprese operanti nella filiera delle rinnovabili (e, nello specifico, del fotovoltaico *Utility scale*) a livello nazionale e regionale, che ha permesso di identificare il rapporto tra il giro d'affari convogliato nella filiera stessa e la numerosità del personale impiegato per la generazione dello stesso. Tali ricadute tengono in considerazione i dipendenti aggiuntivi necessari per tutti i player operanti all'interno della filiera.

Come conseguenza del giro d'affari generato nel presente ambito, le ricadute occupazionali risultano rilevanti solamente negli scenari policy driven e best case. Rispettivamente, infatti, saranno necessarie oltre 3.600 e

oltre 6.800 ULA aggiuntive in tali scenari. Tale analisi dell'ambito *Utility scale* rispetto agli ambiti C&I e residenziale evidenzia come nel presente ambito sia possibile raggiungere livelli di installazioni più elevate in termini di MW a fronte di un numero più basso di ULA aggiuntive.

Le ragioni alla base di questo risultato sono da ricercarsi nella complessità superiore derivante dalle installazioni di impianti residenziali e C&I rispetto all'ambito *Utility scale* dal punto di vista della capacità di fotovoltaico installata della singola Unità di Lavoro. In particolare, il numero di interventi necessari per raggiungere, ad esempio, 1MW di fotovoltaico aggiuntivo in ambito residenziale è più elevato rispetto all'ambito *Utility scale*, in cui l'installazione di un grande impianto può essere organizzata tramite un impiego più efficiente della forza lavoro a parità di capacità installata.

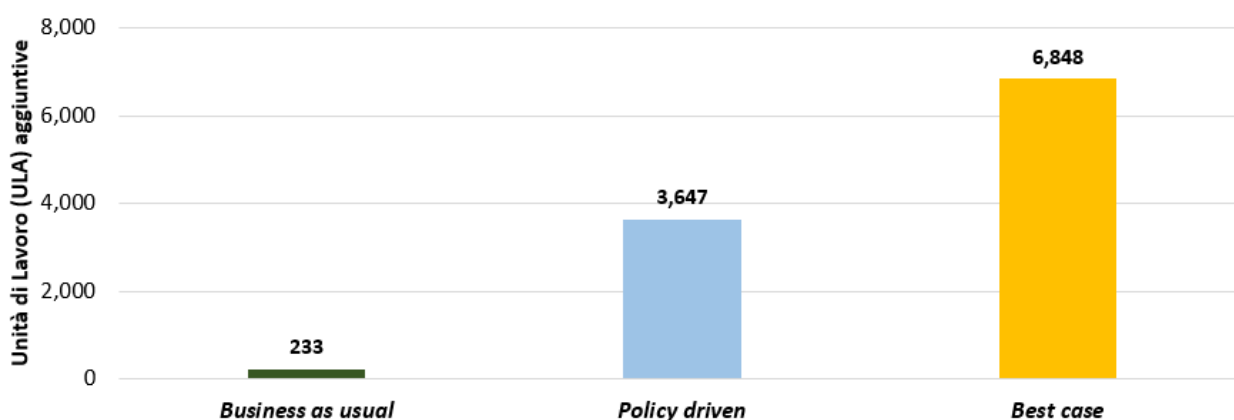


Figura 15 – Ricadute occupazionali generate dalle installazioni di fotovoltaico *Utility scale* in Lombardia al 2030

3.4.3 Impatto ambientale

Infine, per quanto riguarda l'andamento complessivo delle installazioni di fotovoltaico *Utility scale* in Lombardia nel periodo 2022-2030, si procede all'identificazione delle ricadute a livello ambientale derivanti da tali installazioni nei differenti scenari di previsione. La presente analisi si concretizza nella quantificazione delle emissioni di CO₂ evitate grazie alla produzione di energia da fonte rinnovabile, nello specifico da fotovoltaico *Utility scale*.

Le risultanze della presente analisi sono state valutate sulla base delle emissioni derivanti dal mix di fonti utilizzate a livello nazionale per la produzione di energia elettrica. Si è dunque identificata la quantità di emissioni evitabile per ogni kW aggiuntivo installato di fotovoltaico *Utility scale* in Lombardia, scalata nel corso del periodo di analisi in base alle previsioni di aumento dell'efficienza della tecnologia e alla riduzione delle emissioni del mix energetico nazionale.

Come ormai è evidente da tutte le analisi sulle installazioni *Utility scale*, lo scenario BAU fornisce risultati irrisori anche in termini di emissioni di CO₂ risparmiate nell'arco temporale 2022-2030. Spostando l'attenzione sullo scenario *best case*, al contrario, gli impatti delle installazioni *Utility scale* in Lombardia risultano essere molto rilevanti, con un totale di oltre 45 milioni di tonnellate di CO₂ evitate nel periodo di analisi. Quest'ultimo traguardo rappresenterebbe una conquista importante per la decarbonizzazione della regione Lombardia, che potrebbe raggiungere risultati rilevanti in ambito fotovoltaico *Utility scale* anche nello scenario *policy driven*. In tale scenario, infatti, il risparmio di CO₂ rispetto alla situazione as-is nel periodo 2022-2030 in Lombardia grazie al fotovoltaico *Utility scale* sarebbe pari a oltre 45 milioni di tonnellate di CO₂.

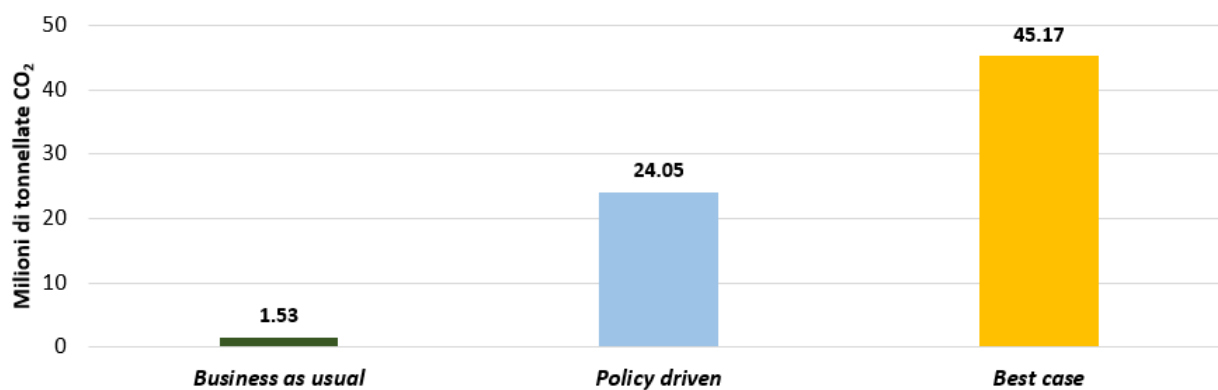
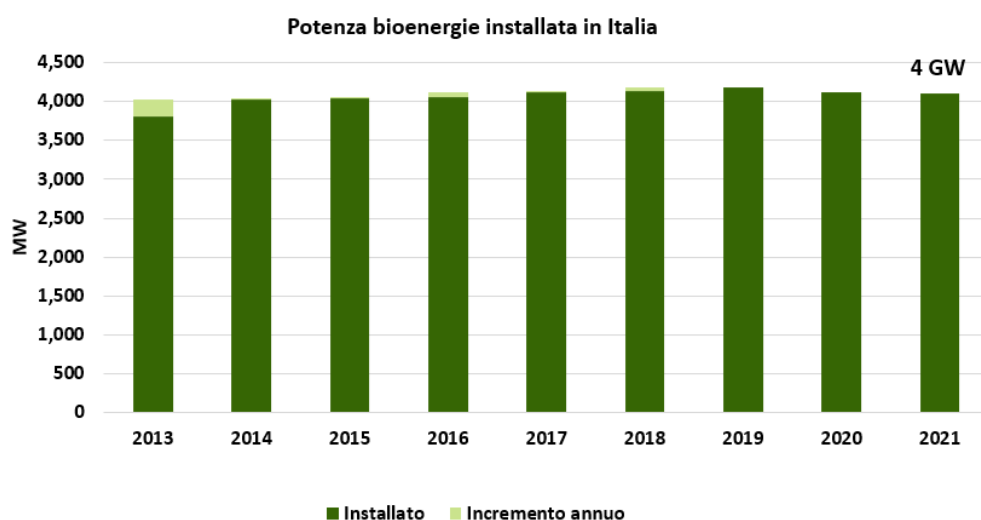


Figura 16 – Emissioni di CO₂ evitate grazie alle installazioni di fotovoltaico Utility scale in Lombardia nel periodo 2022-2030

4 Bioenergie

Le bioenergie rappresentano una fonte di energia pulita e rinnovabile. Rientrano in questa categoria tutte le forme di energia prodotte da biomasse, biogas e biometano. La biomassa è la frazione biodegradabile di prodotti, rifiuti e residui di origine biologica. Il biogas, invece, è costituito prevalentemente da metano e anidride carbonica e si forma con la fermentazione anaerobica di materiale organico.

La potenza cumulata, sommando le diverse tipologie di biomassa utilizzate per la produzione elettrica, si attesta intorno ai 4 GW nel 2021 senza registrare variazioni rispetto al 2020. Lo «stallo» delle nuove installazioni è evidente e continua ormai dal 2014.



4.1 Le ricadute socio-economiche ed ambientali sul settore delle biomasse

Le biomasse solide rappresentano un'ulteriore fonte di energia considerata rinnovabile che viene valutata all'interno del modello di ottimizzazione costruito per il presente Piano. Nello specifico, il modello di ottimizzazione suggerisce che la capacità installata per impianti di generazione a biomassa complessivamente crescerà lievemente al 2030 rispetto ad oggi: si passerà infatti da una capacità installata che al 2020 in Lombardia era pari a 2,1 GW ad una capacità al 2030 pari a circa 2,4 GW. Va tuttavia specificato che, al 2030, circa 1,3 GW di tale capacità installata saranno costituiti da nuovi impianti.

In termini di ricadute economiche, pertanto, il giro d'affari complessivo nel periodo di analisi derivante dalle nuove installazioni sopracitate sarà pari a circa 303 milioni di €. Di questi, la quota di competenza pubblica si attesterà intorno ai 101 milioni di € al fine di supportare l'installazione dei nuovi impianti.

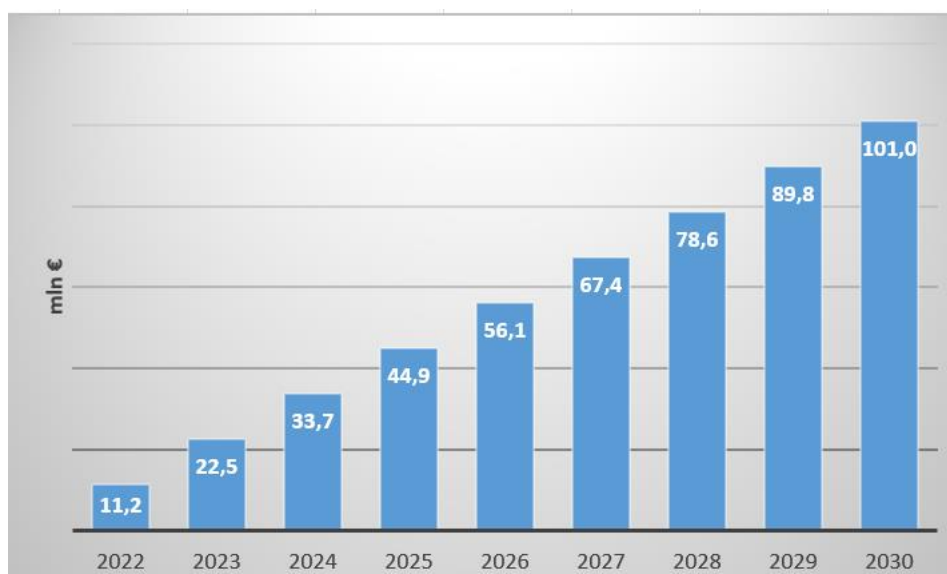


Figura 17 – Tempificazione cumulata degli investimenti pubblici a sostegno della diffusione dei nuovi impianti a biomasse previsti dal modello di ottimizzazione

Tuttavia, è necessario considerare, in aggiunta a queste risultanze, le valutazioni effettuate da Regione Lombardia rispetto ad uno sviluppo incrementale di 35 MW relativamente ad impianti a biomassa di media potenza al servizio di utenze civili in reti urbane. In questo caso, il livello complessivo stimato di investimenti necessari per tali installazioni è pari a circa 10,5 milioni di € nel periodo 2022-2030. All'interno di questo ammontare, la quota di competenza pubblica richiesta al fine di supportare in maniera idonea le installazioni degli impianti è pari a circa 3,5 milioni di €, per un investimento pubblico medio annuale di circa 390 mila €.

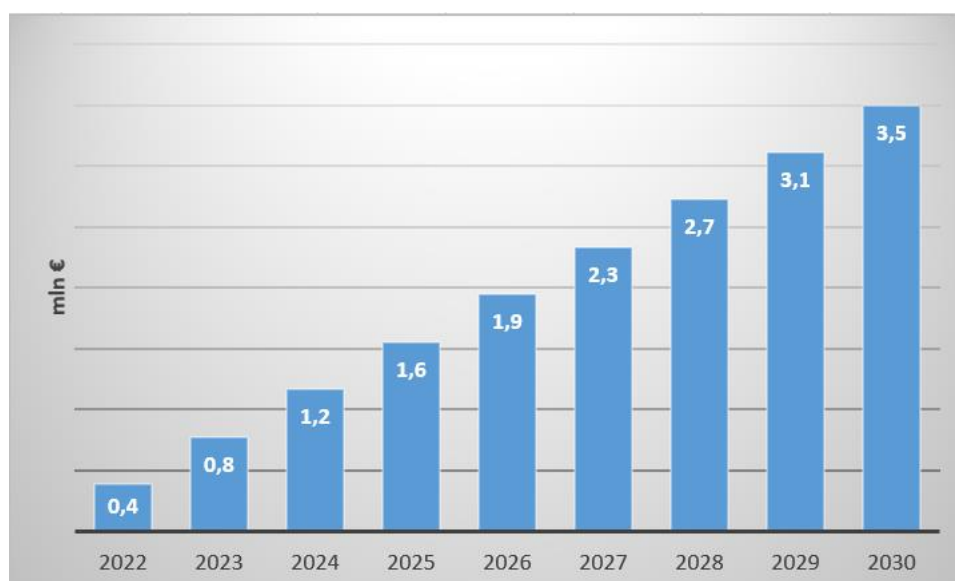


Figura 18 - Tempificazione cumulata degli investimenti pubblici a sostegno della diffusione dei nuovi impianti a biomasse previsti dalle stime di Regione Lombardia

In termini di ricadute occupazionali, invece, si prevede che le ULA (Unità di Lavoro) attualmente impiegate nel settore dell'energia rinnovabile da biomasse solide possano rispondere alle esigenze di sostituzione e incremento delle installazioni previste dal Piano, senza necessitare di ULA aggiuntive.

Spostando l'attenzione sulle ricadute dal punto di vista delle emissioni evitate grazie alle installazioni di impianti a biomassa in Lombardia precedentemente descritti, è stato valutato un risparmio complessivo nel periodo di analisi pari a circa 26,5 milioni di tonnellate di CO₂, che consegue dalla generazione di energia tramite biomasse in sostituzione di combustibili fossili.

4.2 Biogas

I biogas sono una miscela di vari tipi di gas, principalmente metano e anidride carbonica, prodotti dalla fermentazione batterica in anaerobiosi (assenza di ossigeno) di residui organici vegetali o animali. I residui utili possono avere più origini: scarti dell'agroindustria (trinciato di mais, sorgo o altre colture), dell'industria alimentare (farine di scarto o prodotti scaduti), dell'industria zootecnica (reflui degli animali o carcasse); si possono utilizzare anche colture appositamente coltivate allo scopo di essere raccolte e trinciate per produrre "biomassa", come mais, sorgo zuccherino, grano, canna comune, bietole. A titolo di esempio, da una discarica di circa 1.000.000 di metri cubi che cresce di 60.000 m³ l'anno, si possono estrarre quasi 5,5 milioni di metri cubi di biogas l'anno (oltre 600 m³ ogni ora).

L'intero processo vede la decomposizione del materiale organico da parte di alcuni tipi di batteri, con produzione di anidride carbonica, idrogeno e metano (metanizzazione dei composti organici).

Visti i suoi vantaggi e il tema sostenibilità, legato alla ricerca di fonti energetiche alternative a quelle fossili, si sono approvate una serie di norme e sistemi incentivanti con lo scopo di promuoverne lo sviluppo.

Con la legge di bilancio 2019 (Legge 145/2019) è stata sancita la proroga per gli incentivi ad impianti di autoproduzione a biogas con potenza fino a 300 kW, fino al 2020. Tali impianti possono, dunque, continuare a godere degli incentivi seguendo le modalità previste dal DM 23 giugno 2016 «Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico».

Tali incentivi sono assegnati ad *«impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, con potenza elettrica non superiore a 300 kW e facenti parte del ciclo produttivo di una impresa agricola, di allevamento, realizzati da imprenditori agricoli anche in forma consortile e la cui alimentazione deriva per almeno l'80% da reflui e materie derivanti dalle aziende agricole realizzatrici e per il restante 20% da loro colture di secondo raccolto»* (legge di bilancio 2019, comma 954).

L'accesso a tali incentivi è condizionato:

- all'autoconsumo in sito dell'energia termica prodotta, a servizio del processo aziendale;
- nel limite di un costo annuo di 25 milioni di euro (calcolato secondo le modalità di cui all'articolo 27, comma 2, del DM 23 giugno 2016).

Sono previste due modalità di accesso agli incentivi a seconda della potenza dell'impianto:

- *Accesso diretto*: gli impianti fino a 100 kW possono presentare direttamente la domanda a seguito dell'entrata in esercizio, senza dover quindi aspettare e rispettare le tempistiche del bando.
- *Iscrizione ai Registri*: gli impianti con potenza superiore a 100 kW e fino 300 kW devono essere iscritti allo specifico Registro per l'assegnazione del contingente di potenza disponibile e, se rientrati in

posizione utile, possono presentare domanda dopo aver realizzato l'impianto (anche gli impianti fino a 100 kW possono optare per l'iscrizione al Registro invece dell'accesso diretto).

Le tariffe incentivanti dipendono, invece, dall'origine biologica del gas. Di seguito si riportano le tipologie di prodotti per la generazione di biogas, come indicato nelle Tabella 1 – A e Tabella 1 – B del DM 23 giugno 2016.

Tabella 1 – A

- i. Sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano
- ii. Sottoprodotti provenienti da attività agricola, di allevamento, dalla gestione del verde e da attività forestale
- iii. Sottoprodotti provenienti da attività alimentari ed agroindustriali
- iv. Sottoprodotti provenienti da attività industriali

Tabella 1 – B

- i. Specie erbacee annuali
- ii. Specie erbacee poliennali
- iii. Specie arboree

Per l'accesso al bando è necessario rispettare tre requisiti principali:

1. Gli impianti devono far parte del ciclo produttivo di una impresa agricola e/o di allevamento e devono essere realizzati da un imprenditore agricolo o da più imprenditori consorziati.
2. In merito all'origine biologica del gas è previsto che si utilizzi un 70% di sottoprodotti compresi nella Tabella 1-A (condizione necessaria per accedere alla tariffa più alta, i 233 euro a MWh), un altro 10% può essere costituito da materiali compresi nella Tabella 1-B e l'ultimo 20% da "colture di secondo raccolto". Le prime due percentuali sono da intendersi come quantitativi minimi, nulla vieta infatti di utilizzare, ad esempio, un 100% di sottoprodotti o 70% sottoprodotti da Tabella 1-A più un 30% di materie in Tabella 1-B. In ogni caso però tutta la biomassa utilizzata deve essere "autoprodotta" ossia provenire da allevamenti o da lavorazioni dell'azienda o del consorzio titolare dell'impianto e le coltivazioni devono essere effettuate su terreni "di proprietà" dell'azienda/e.
3. L'energia termica prodotta dall'impianto deve essere destinata, ad esclusione di quella utilizzata per "riscaldare" il digestore, ad alimentare i processi produttivi aziendali.

Per la formazione della graduatoria, in ordine di priorità sono considerati:

- a) impianti ubicati in Zone Vulnerabili ai Nitrati (ZVN);
- b) impianti per i quali i proponenti dichiarano di "accontentarsi" del 90% della tariffa spettante;
- c) data di invio della domanda.

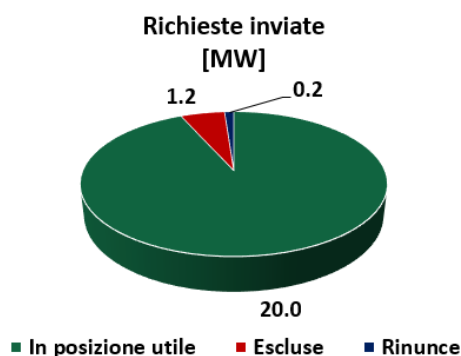
Le tariffe di incentivazione sono definite in base alla tipologia di origine biologica del gas, nella tabella seguente se ne riportano i dettagli.

Fonte	Tipologia	Fascia di potenza [kW]	Tariffa
Biogas	Prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-B	1<P<300	170 €/MWh
	Sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A	1<P<300	233 €/MWh

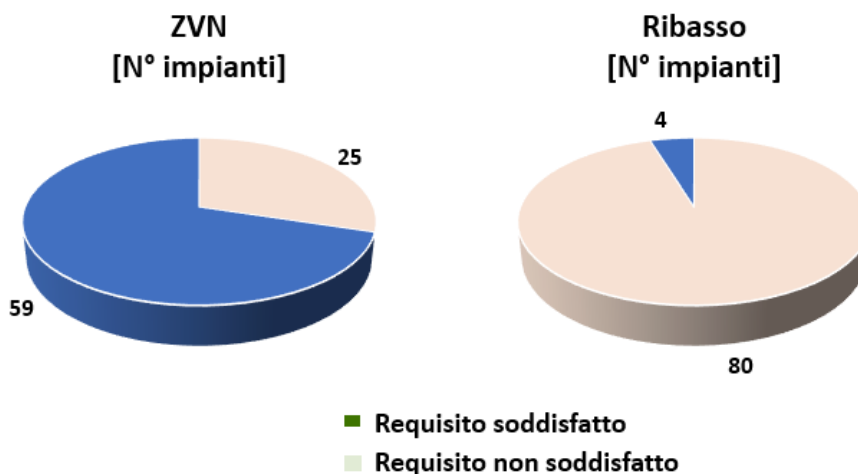
Il bando per l'accesso agli incentivi è stato emanato il 29 marzo 2019 ed i risultati sono stati pubblicati dal GSE sul proprio portale l'8 luglio 2019. Le richieste inviate sono state 87, per una potenza complessiva pari a 21,4 MW. Delle richieste inviate ne sono state valutate 84 (96,5%) ammesse in posizione utile; 2 (2,3%) escluse e 1 (1,2%) ha rinunciato.

Tra le richieste valutate in posizione utile è possibile analizzare la quantità di impianti che hanno soddisfatto i requisiti:

- ZVN
- Ribasso

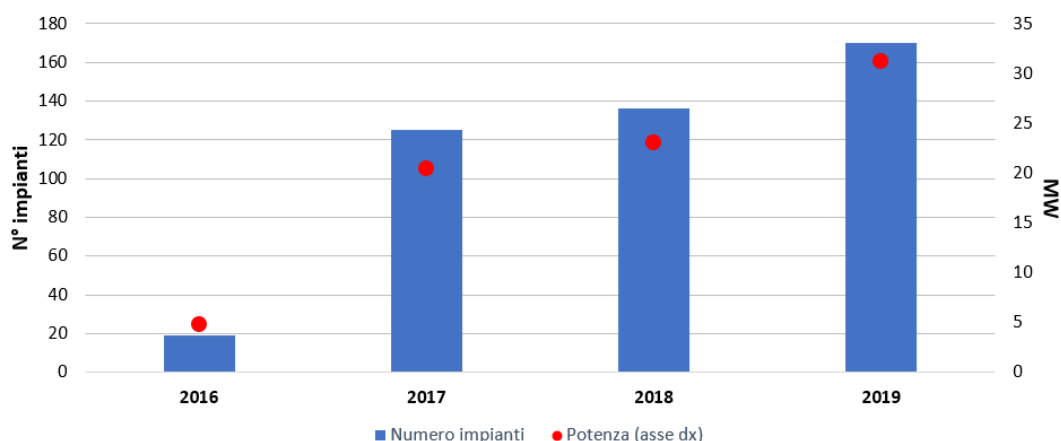


La maggior parte delle richieste inviate sono attribuite ad impianti localizzati nelle regioni settentrionali e quelle risultate con il maggior numero di richieste valutate in posizione utile sono Lombardia (45) ed Emilia Romagna (12). Solo nella regione Lombardia sono stati valutati impianti in posizione utile per una potenza



complessiva pari a 12,5 MW.

	N° impianti	Potenza [MW]
Nord	69	18
Centro	3	0,2



Nel corso del 2019, con il contributo degli impianti valutati in posizione utile ed ammessi al meccanismo dei registri, il numero di impianti a biogas in esercizio ha raggiunto la quota di 170, confermando così il trend di crescita registrato negli ultimi 4 anni. Per quanto riguarda la potenza complessiva, analogamente si è registrato un incremento, raggiungendo una capacità complessiva di installato pari a 31,2 MW.

4.3 Biometano

Il biometano è il combustibile ottenuto dalla purificazione del biogas che, a seguito di opportuni trattamenti chimico-fisici (purificazione o upgrading), anche svolti in luogo diverso da quello di produzione, è idoneo alla successiva fase di compressione per l'immissione nella rete del gas naturale. Del tutto assimilabile al gas naturale, può sfruttarne le infrastrutture ed essere utilizzato per la produzione di energia elettrica, per il riscaldamento o per l'autotrazione. In tale definizione si comprende anche il combustibile prodotto tramite processi di conversione in metano dell'idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili e della CO₂ presente nel biogas destinato alla produzione di biometano o prodotta da processi biologici e fermentativi.

Con il DM 2 marzo 2018 è stato pubblicato il nuovo Decreto per promuovere l'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati. In particolare, il nuovo Decreto ha come obiettivi:

- promuovere maggiormente l'utilizzo del biometano per i trasporti;
- favorire le riconversioni degli impianti a biogas;
- promuovere l'incentivazione di impianti di produzione di altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano.

Il DM 10 ottobre 2014, così come modificato dal nuovo Decreto, disciplina invece le modalità di attuazione degli obblighi di immissione in consumo dei biocarburanti posti in capo ai soggetti obbligati, operatori economici che immettono in consumo benzina e gasolio e che hanno l'obbligo di immetterne una parte sotto forma di biocarburanti.

Possono usufruire degli incentivi:

- I nuovi impianti di produzione di biometano che entreranno in esercizio successivamente all'entrata in vigore del Decreto (20 marzo 2018) ed entro il 31 dicembre 2022 e quelli esistenti riconvertiti parzialmente o totalmente entro la stessa data, anche con incrementi di potenza.
- Gli impianti di produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022.
- Gli impianti di produzione di biogas oggetto di riconversione a biometano, già incentivati sulla produzione elettrica.

Il meccanismo di incentivazione prevede i *Certificati di Immissione in Consumo* (CIC), rilasciati o ritirati ai produttori di biometano. Le aziende che forniscono benzina e gasolio sono obbligati a immettere una quota minima di biocarburanti sostenibili e per assolvere tale obbligo, le aziende possono immettere biometano o acquistare i certificati.

I CIC sono distinti tra quelli relativi al biometano (un CIC corrisponde a 10 Gcal di biocarburanti), al biometano avanzato e ai biocarburanti avanzati diversi dal biometano (un CIC corrisponde a 5 Gcal di biocarburanti).

Per i produttori di biometano immesso in consumo nei trasporti, tramite impianti di distribuzione stradali, autostradali o privati, è previsto il rilascio dei *Certificati di Immissione in Consumo* (CIC), calcolati secondo le procedure GSE.

Per i produttori di biometano *avanzato* è previsto:

- il riconoscimento di un valore pari a 375 € per ogni CIC riconosciuto, considerando anche le eventuali maggiorazioni previste nella quantificazione dei titoli spettanti;
- il ritiro, da parte del GSE, anche per un quantitativo parziale, del biometano avanzato ad un prezzo pari al 95% del prezzo medio mensile registrato sul Mercato a Pronti del gas naturale o, in alternativa, la vendita effettuata autonomamente.

Tipologia	Incentivo	Ricavi vendita	Durata
Biometano	CIC + maggiorazioni per materie prime	Biometano sul mercato	Vita impianto
Biometano avanzato	375 €/CIC + maggiorazioni per impianti pertinenti	Ritiro Biometano GSE, o Biometano sul mercato	Massimo 10 anni
Biocarburante avanzato	375 €/CIC	Biometano sul mercato	Vita impianto

Le maggiorazioni sono previste:

- per materie prime: nel caso di utilizzo delle materie elencate nella parte A e B dell'allegato 3 del decreto del MiSE 10 ottobre 2014 e s.m.i e nel caso di impianti funzionanti con le citate materie in codigestione con materie di origine biologica non rientranti nel suddetto elenco, fino ad un massimo del 30% in peso.
- per impianti pertinenti, nel caso di produttori di biometano avanzato che, inoltre, investono in impianti di distribuzione o di liquefazione è previsto un aumento del 20% del valore dei CIC al fine di tenere conto dei costi aggiuntivi sostenuti. Il decreto prevede un limite pari al 70% dei costi di

investimento sostenuti e, comunque, non oltre 600 mila euro per un impianto di distribuzione e fino ad 1,2 milioni di euro per un impianto di liquefazione.

Il GSE, inoltre, aggiorna un contatore utile ai fini del monitoraggio del raggiungimento del limite massimo, per gli impianti di produzione di biometano (sia nuovi sia riconvertiti), posto dal nuovo decreto pari ad 1,1 miliardi di Smc/anno, le graduatorie con l'elenco degli impianti ammessi all'incentivazione e un bollettino informativo sugli impianti ammessi.

Il GSE pubblica anche una "stima della quantità massima annua ritirabile" per l'anno in corso, espressa in CIC. Tale stima è determinata a partire dalla quantità di carburanti fossili immessa in consumo nell'anno precedente da parte dei Soggetti Obbligati aderenti al meccanismo previsto dall'articolo 6 del DM 2 marzo 2018 e dalla percentuale di obbligo di biometano per l'anno di riferimento.

Sulla base della "stima della quantità massima annua ritirabile", il GSE redige una graduatoria stimata degli impianti qualificati in esercizio che richiedono il ritiro dei CIC ed eventualmente del biometano, con evidenza degli impianti rientranti nel meccanismo incentivante.

	Anno 2020	Anno 2019
Biometano	Stima della quantità massima annua ritirabile: 436.873 CIC	Quantità massima annua ritirabile: 388.959 CIC
Biocarburanti avanzati	Stima della quantità massima annua ritirabile: 143.731 CIC	Quantità massima annua ritirabile: 127.970 CIC

Nel periodo tra gennaio e marzo 2020 sono stati ammessi ai meccanismi di incentivazione circa 77,5 milioni di Smc, il 7% del limite massimo ammesso. Per la produzione di biometano avanzato, nel medesimo periodo, risultano 23.120 CIC oggetto di ritiro da parte del GSE per un totale di circa 15,1 milioni di Smc (circa 8,7 milioni di euro) dei quali ha fisicamente ritirato e collocato sul mercato circa 13,8 milioni di Smc (pari a 1,5 milioni di €). Con riferimento invece alla produzione di biocarburanti avanzati, nel primo trimestre 2020, risultano 1.295 CIC oggetto di ritiro da parte del GSE per un controvalore di circa 0,5 milioni di €.

Nel mese di maggio del 2020, a causa dell'emergenza sanitaria dovuta al coronavirus il GSE ha informato i produttori di biometano e di biocarburanti avanzati che a seguito della forte riduzione dei consumi di carburanti, che le graduatorie stimate del 2020 saranno aggiornate inserendo in posizione utile gli impianti qualificati in esercizio fino al raggiungimento del 50% della stima della quantità annua ritirabile. Si precisa però che la riduzione è misura temporanea definita sulla base degli attuali dati disponibili e potrà essere oggetto di rivisitazione.

Questa soglia evita l'anticipazione da parte dei soggetti obbligati di importi che potrebbero essere eccessivi rispetto al loro effettivo obbligo, salvo la possibilità, già in corso del 2020, di rivedere al rialzo la soglia in presenza di una ripresa dei consumi nel settore dei trasporti.

Agli impianti non rientranti nell'attuale graduatoria stimata, qualora spettante, il riconoscimento dell'incentivo non viene invece precluso, ma avverrà il prossimo anno successivamente alla pubblicazione della graduatoria definitiva.

4.4 Ricadute socio-economiche ed ambientali sul settore del biometano

Nel contesto della scrittura del Piano oggetto del presente report, le elaborazioni prodotte da Regione Lombardia hanno evidenziato un consistente potenziale aumento della produzione di biometano nel periodo 2022-2030. Tali dati suggeriscono che, al 2030, nello scenario "Fit for 55", verrà immesso in rete biometano per un valore equivalente di energia pari a circa 8,4 TWh, corrispondente ad un aumento rispetto al 2019 di oltre il +8.000%.

Dal punto di vista delle ricadute economiche derivanti da tale valorizzazione, vanno presi in considerazione i costi di installazione da sostenere al fine di produrre i livelli di biometano menzionati. In tale ottica, nel periodo 2022-2030, saranno necessarie risorse per le installazioni pari a 1,1 miliardi di €, per un investimento medio richiesto annualmente di circa 130 milioni di €. Di conseguenza, si prevede un intervento da parte del settore pubblico a sostegno dell'implementazione degli impianti per circa 392 milioni di € all'interno del periodo di analisi, che si traducono in circa 43 milioni di € annui al fine di raggiungere gli obiettivi identificati da Regione Lombardia in questo comparto.

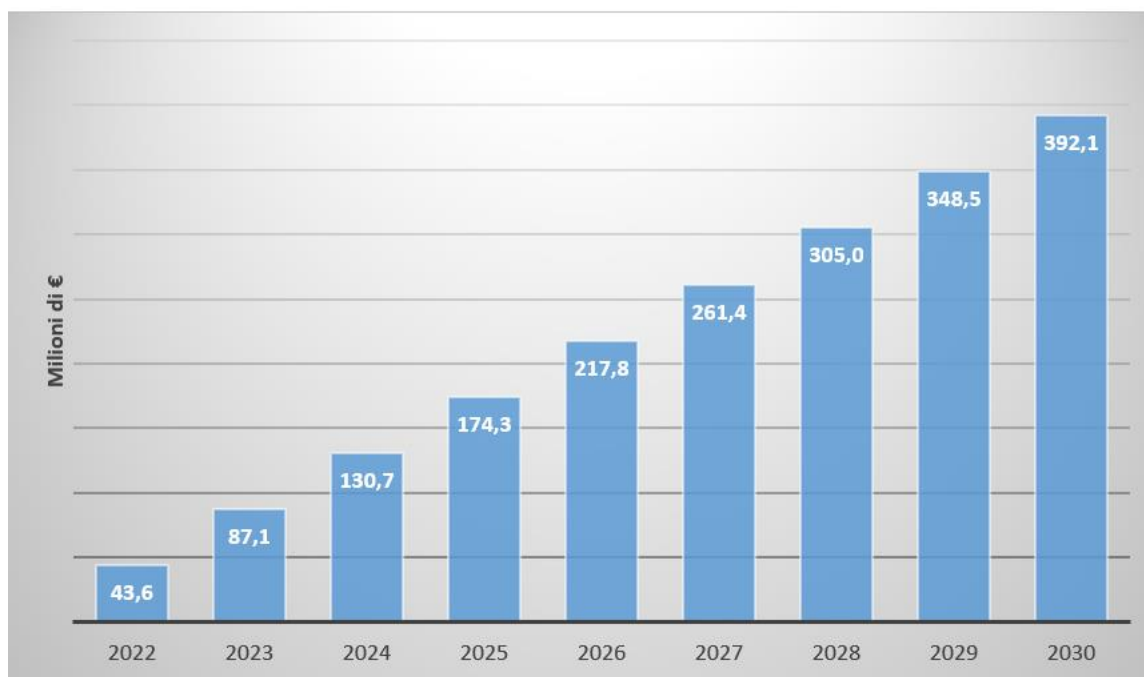


Figura 18 – Visione cumulata degli investimenti pubblici richiesti a sostegno degli obiettivi per il biometano in Lombardia al 2030

Si discutono ora le ricadute occupazionali derivanti dal raggiungimento degli obiettivi per la produzione di biometano elaborati da Regione Lombardia. Considerata la potenza installata a livello di impianti di produzione di biometano derivanti da tali obiettivi, si prevede che il settore richiederà circa 2.000 ULA (Unità di Lavoro aggiuntive) lungo la filiera del biometano.

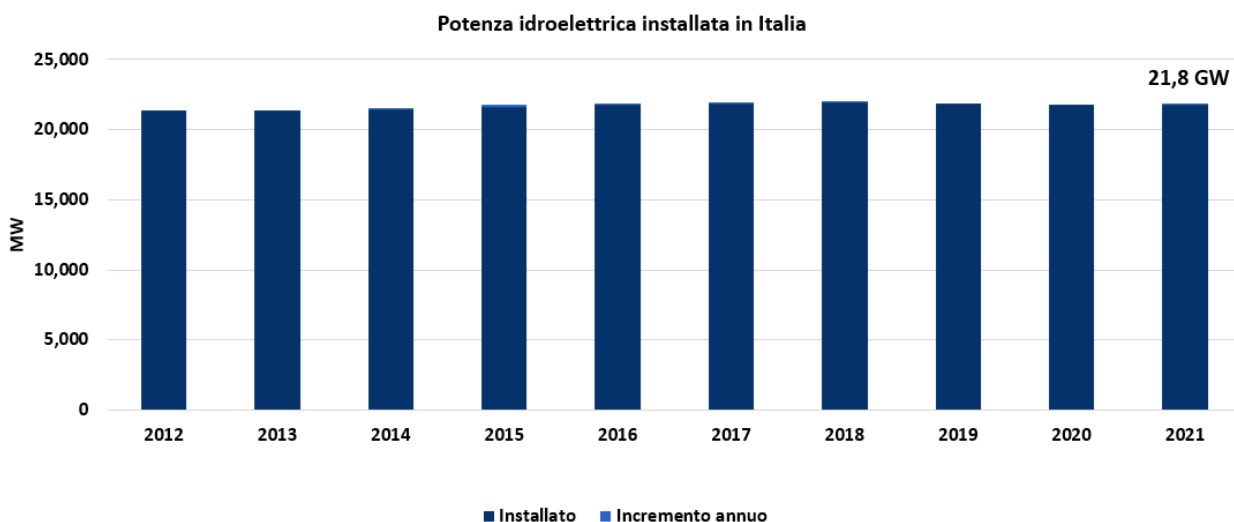
Per quanto concerne le ricadute dal punto di vista delle emissioni evitate grazie alle installazioni di impianti a biometano in Lombardia precedentemente descritti, è stato valutato un risparmio complessivo nel periodo di analisi pari a circa 7 milioni di tonnellate di CO₂.

	Scenario FitFor55 Lombardia Energia 2030 [GWh]	Investimenti complessivi	Investimenti pubblici totali	Ricadute occupazionali (ULA aggiuntive)	Emissioni evitate (t/CO ₂)
Biometano	8.420	1.100.000.000 €	392.100.000 €	+ 2.000	6.996.947

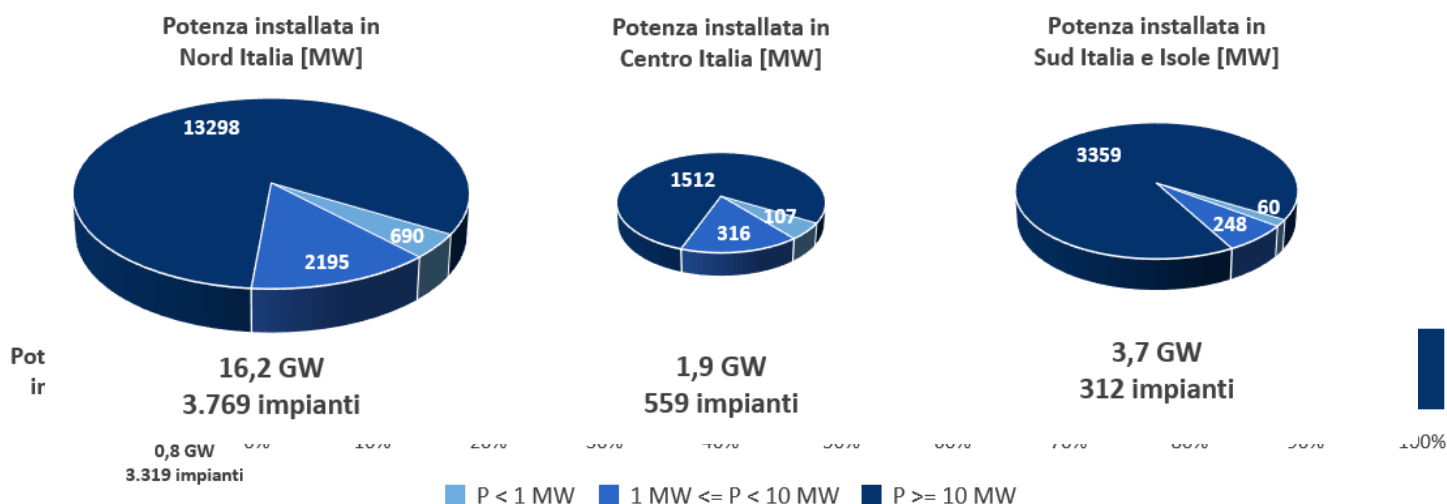
5 Idroelettrico

L'energia idroelettrica è considerata una fonte di energia alternativa e rinnovabile, che sfrutta la trasformazione in energia elettrica, tramite un alternatore accoppiato ad una turbina in una centrale idroelettrica, dell'energia potenziale gravitazionale posseduta da una certa massa d'acqua contenuta in un lago ad una certa quota altimetrica, sfruttando un determinato dislivello, o direttamente dell'energia cinetica posseduta da un corso d'acqua.

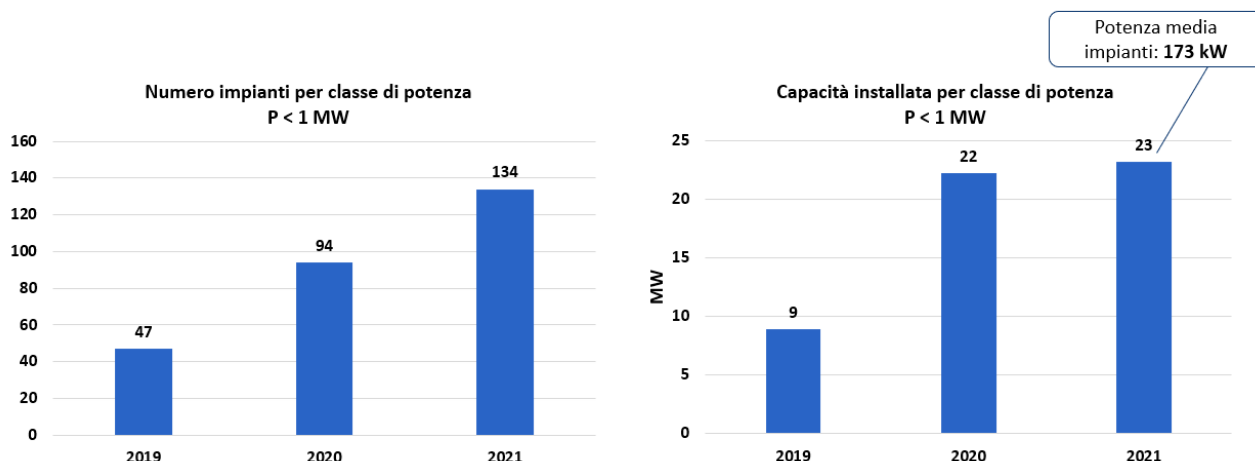
Il volume complessivo di potenza idroelettrica nominale installata in Italia a fine 2021 è di circa 21,8 GW con un valore delle nuove installazioni pari a circa 11 MW in impianti di taglia minore di 10 MW. È stata inoltre dismessa la produzione di 17 MW da impianti di taglia superiore a 10 MW.



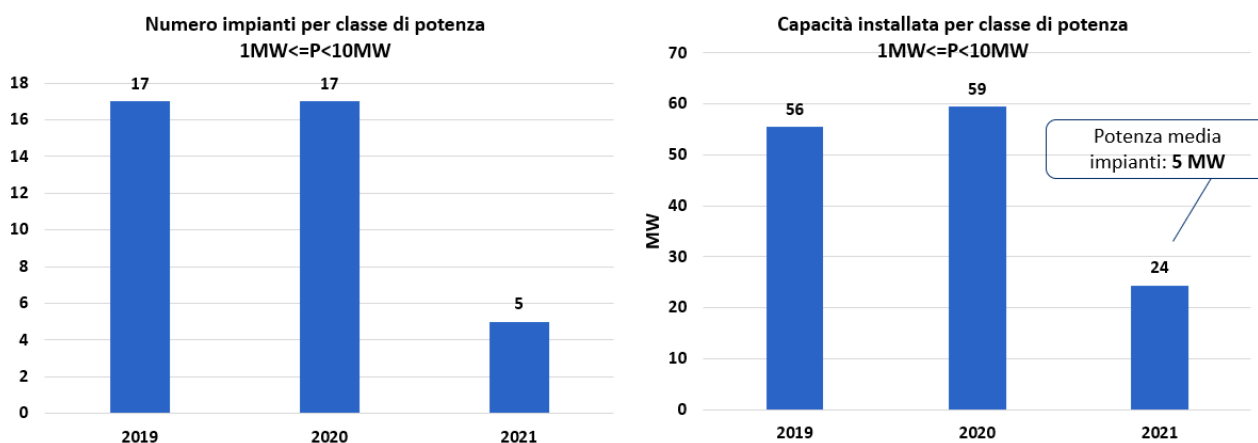
In totale in Italia sono presenti oltre 21,8 GW di idroelettrico suddivisi tra 4.600 impianti, di cui il 7% di potenza superiore o uguale a 10 MW cuba l'83% della potenza installata totale.



Affiancando il numero degli impianti e i relativi MW per la classe di potenza minore di 1 MW, si evidenzia un aumento della capacità installata dal 2019 al 2021. Nel 2021, il numero degli impianti è aumentato più della nuova potenza installata: infatti, si osserva un calo della potenza media installata per impianto rispetto ai 236 kW/impianto del 2020.



Confrontando il numero degli impianti e i relativi MW per la classe di potenza compresa fra 1-10 MW, si evidenzia un calo del numero di nuovi impianti e di capacità installata tra 2020 e 2021 in corrispondenza di un aumento della potenza media per impianto (3 MW/impianto nel 2020 contro 5 MW/impianto nel 2021).



5.1 Ricadute socio-economiche e ambientali sul settore dell'idroelettrico

Si discutono di seguito le ricadute socio-economiche che conseguono dalle previsioni elaborate da Regione Lombardia rispetto allo sviluppo della capacità di idroelettrico installata sul territorio regionale nel periodo 2022-2030. Dalle interazioni con Regione Lombardia, infatti, è emerso che al 2030 la capacità di idroelettrico installata possa aumentare di 300 MW rispetto ad oggi, accompagnata da un revamping degli impianti esistenti che si traduca in un aumento del +10% dell'efficienza energetica complessiva.

In tale ottica, il volume di investimenti necessario all'installazione di 300 MW aggiuntivi di capacità idroelettrica aggiuntiva risulta essere pari a 720 milioni di € nel corso del periodo di analisi, corrispondenti a circa 80 milioni di € di giro d'affari annuo complessivo. Anche in questo caso, una parte di tali investimenti dovranno provenire dal comparto pubblico, che, al fine di supportare in maniera appropriata la diffusione degli impianti, dovrebbe mettere a disposizione circa 240 milioni di € complessivamente nel periodo 2022-2030, per una quota annuale media pari a 26,7 milioni di €.

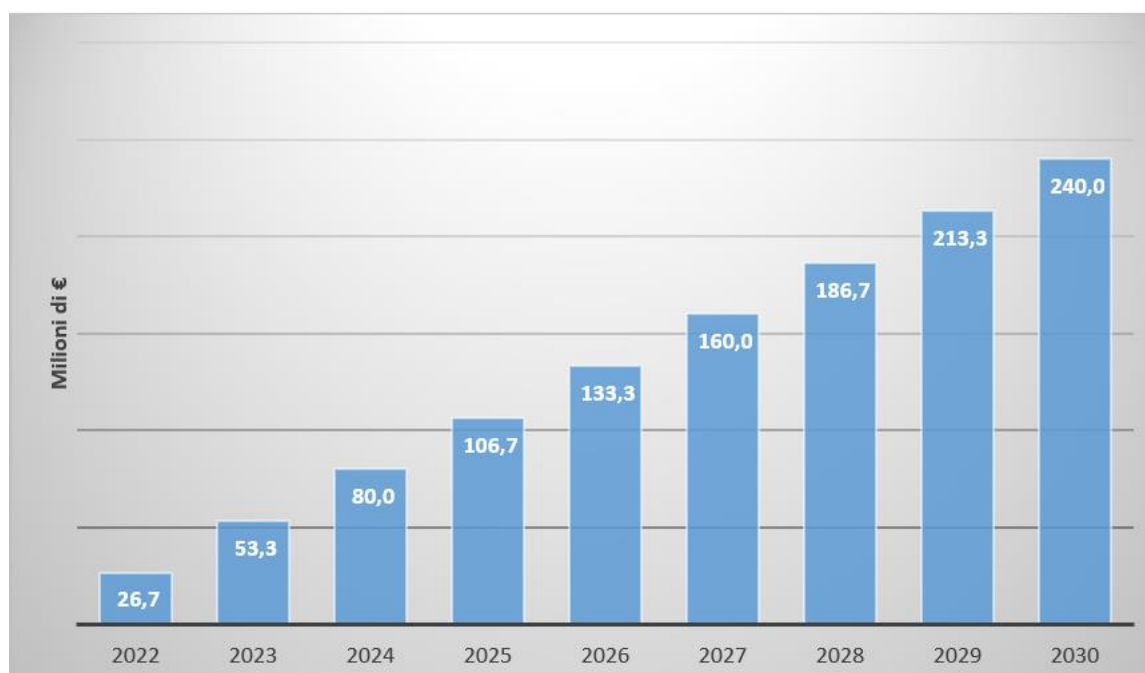


Figura 19 – Visione cumulata degli investimenti pubblici necessari all'aumento del parco idroelettrico previsto da Regione Lombardia nel periodo 2022-2030

In seconda battuta, dal punto di vista delle ricadute occupazionali derivanti dagli obiettivi per le installazioni di impianti idroelettrici definiti da Regione Lombardia, si prevede che saranno necessarie circa 1.700 ULA (Unità di Lavoro) aggiuntive lungo la filiera. Tale valore relativamente contenuto è conseguenza dell'elevata maturità del settore, che possiede lungo la filiera la maggioranza delle competenze e della forza lavoro necessarie allo sviluppo della capacità installata previsto all'interno del Piano.

Infine, la produzione di energia da impianti idroelettrici abilita una riduzione consistente di emissioni di CO₂ rispetto alla produzione derivante dal mix energetico nazionale. La valutazione in tale ambito, pertanto, in base all'incremento di installato preventivato da Regione Lombardia, consentirebbe di evitare circa 5,9 milioni di tonnellate di CO₂ complessivamente nel periodo 2022-2030.

	Aumento capacità installata	Investimenti complessivi	Investimenti pubblici totali	Ricadute occupazionali (ULA aggiuntive)	Emissioni evitate (t/CO ₂)
Idroelettrico	300 MW	720.000.000 €	240.000.000 €	+ 1.700	5.900.000

6 Focus: Idrogeno

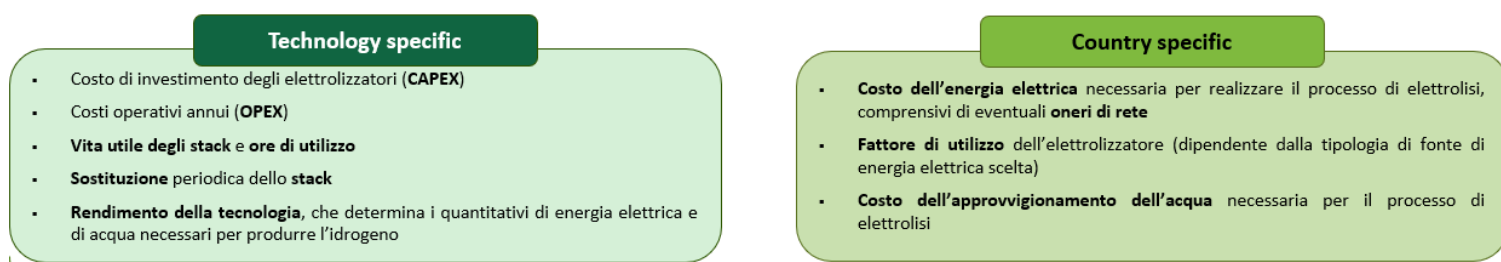
6.1 La produzione di idrogeno

L'idrogeno verde viene prodotto tramite il processo di elettrolisi che si può descrivere come la scissione della molecola d'acqua in idrogeno e ossigeno per via elettrochimica (water split).

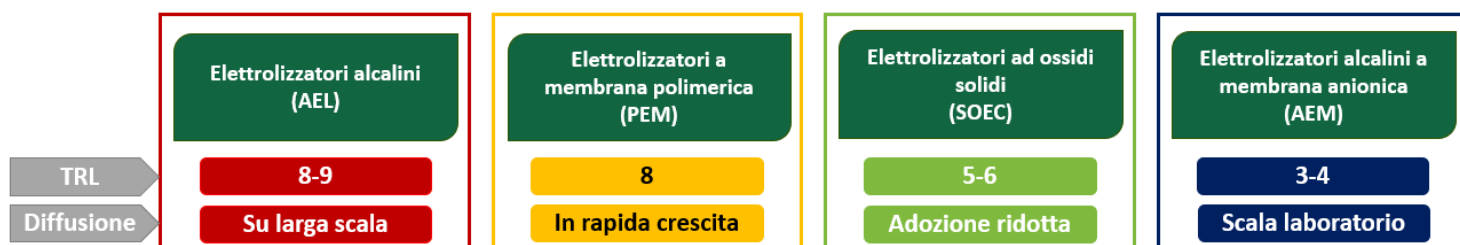


Dal punto di vista ambientale, le emissioni di CO₂ associate a questo processo di produzione sono, fondamentalmente, solo quelle della produzione dell'energia elettrica; e quindi nel caso di utilizzo di energia rinnovabile sono sostanzialmente nulle.

Dal punto di vista economico, ad oggi la produzione di idrogeno green non risulta ancora sostenibile, raggiungendo valori di *Levelized Cost Of Hydrogen* (LCOH) 2-3 volte superiori rispetto ai valori dell'idrogeno grigio oggi largamente prodotto e utilizzato nel mercato. Al fine di definire correttamente il Levelized Cost Of Hydrogen, devono essere tenuti in considerazione diversi fattori, quali:



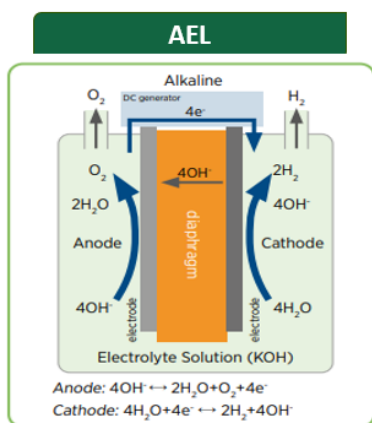
Esistono diverse tipologie di elettrolizzatori, alcune di esse già presenti sul mercato ed altre in fase di ricerca e sviluppo. Le tecnologie che ad oggi sono maggiormente note vengono qui classificate sulla base del Technology Readiness Level (TRL), utilizzato come indicatore della maturità tecnologica su una scala da 1 a 9, e della diffusione attuale delle tecnologie sul mercato, indice dell'adozione delle stesse:



Gli elettrolizzatori alcalini (AEL) sono la tecnologia più matura e già disponibile per il commercio su larga scala. Al secondo posto per livello di maturità si trova la tecnologia PEM, che si può considerare commerciale e pronta per una diffusione su larga scala. Le altre due tecnologie prese in considerazione (AEM e SOEC) presentano un elevato potenziale di sviluppo, ma al momento i livelli di produzione sono limitati o sono ancora in fase di sviluppo.

Gli elettrolizzatori alcalini sono la tecnologia più matura, applicata già da anni nell'industria dell'alluminio e della produzione di ammoniaca, con prestazioni nel tempo sufficientemente stabili.

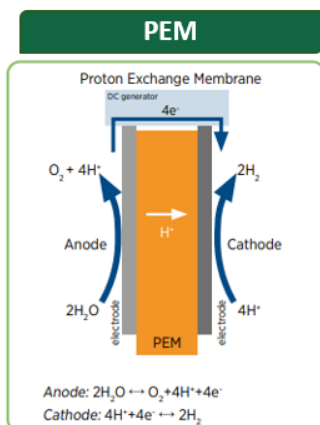
Gli elettrodi sono immersi in soluzione acquosa alcalina e separati da una membrana permeabile solo agli ioni OH⁻; questa tecnologia lavora a bassa temperatura e bassa pressione (max. 30 bar), non richiede l'utilizzo di materie prime costose, ma è limitata nel seguire le variazioni di carico a bassi carichi (<20%) per problematiche di sicurezza.



Parametri	Stato Attuale tecnologia (2020)
CAPEX impianto [USD/kW]	700 - 1.300
OPEX [% Capex Impianto]	2 - 3%
CAPEX sostituzione Stack [USD/kW]	270
Vita utile stack [h]	60.000 - 100.000 h
Consumo energetico [kWh/kgH ₂]	50 - 78
Tecnologia reversibile	No
Variazioni di carico [%]	20 - 100%
Partenza a freddo [min]	<50 minuti
Temperatura operativa [°C]	60 - 90°C
Pressione operativa	1 - 30 bar

Gli elettrolizzatori PEM hanno subito un notevole sviluppo negli ultimi anni grazie allo sviluppo delle fuel cell; oggi le soluzioni hanno potenze generalmente inferiori rispetto agli elettrolizzatori alcalini ma la taglia media è in crescita.

Lavorano con soluzioni acquose acide a bassa temperatura (70-80 °C) e pressioni intermedie (30 - 80 bar). Hanno efficienze più elevate e sono al contempo più compatti degli AEL, ma necessitano di materie prime costose per i catalizzatori e i materiali di rivestimento. Inoltre, i PEM sono caratterizzati da un'elevata flessibilità che li rende adatti a lavorare in condizioni di carico variabile.



Parametri	Stato Attuale tecnologia (2020)
CAPEX impianto [USD/kW]	1.000-1.400
OPEX [% Capex Impianto]	2 - 3%
CAPEX sostituzione Stack [USD/kW]	400
Vita utile stack [h]	50.000 - 80.000 h
Consumo energetico [kWh/kgH ₂]	50 - 83
Tecnologia reversibile	No
Variazioni di carico [%]	10% - 160%
Flessibilità a freddo [min]	<20 minuti
Temperatura [°C]	50 - 80°C
Pressione operativa	30 - 80 bar

Di seguito, attraverso lo sviluppo di opportuni case study, la fattibilità e – laddove verificata – i relativi costi di produzione dell'idrogeno (LCOH) per alcune configurazioni d'impianto in grado di garantire la fornitura d'idrogeno a processi industriali che operano in ciclo continuo (H24/7).

Nei case study studiati, sono stati considerati impianti greenfield di produzione d'idrogeno verde – da installare nei pressi dell'utilizzatore finale – in grado di produrre idrogeno per soddisfare un fabbisogno pari a 30 ton H₂/giorno (10,950 ton H₂/anno) di un utilizzatore di idrogeno come materiale primario che opera a ciclo continuo.

In particolare, sono state analizzate le seguenti configurazioni:

- Elettrolizzatore accoppiato ad un impianto FV «utility scale» dedicato con stoccaggio di idrogeno;
- Elettrolizzatore alimentato da rete mediante un contratto PPA (Power Purchase Agreement) con un portafoglio di impianti RES in grado di fornire un «baseload» di energia elettrica rinnovabile;

Per le configurazioni sopra indicate, nel caso in cui fosse verificata la fattibilità tecnica (ad esempio a livello di dimensionamento degli impianti di storage), sarà presentata anche l'analisi economica del Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) considerando l'installazione di elettrolizzatori alcalini (AEL) o a membrana polimerica (PEM).

6.2 Case study

Il seguente case study prende in considerazione la possibilità di alimentare gli elettrolizzatori tramite impianti fotovoltaici utility scale, prevedendo uno stoccaggio dell'idrogeno in serbatoi sferici di acciaio (diametro serbatoio 30 m) che possono contenere circa 27 ton di idrogeno alla massima pressione operativa per questo tipo di serbatoi pari a 20 bar.

Questa configurazione di impianto prevede la necessità di sovradimensionare sia la capacità degli elettrolizzatori che dell'impianto fotovoltaico; i fabbisogni di idrogeno relativi alle ore notturne e al periodo invernale dovranno infatti essere coperti dalla produzione nelle ore diurne e nei mesi estivi; questa sovrapproduzione di idrogeno rispetto agli specifici fabbisogni orari sarà quindi stoccata negli impianti di storage dedicati. Questa necessità di time-shifting tra produzione e consumo ha determinato la necessità di potenze installate dell'impianto FV e dell'elettrolizzatori nell'ordine delle centinaia di MW, elemento che ha comportato in parte un aumento del LCOH, ma soprattutto una potenziale notevole occupazione di suolo.

Anche l'adozione di impianti di storage di idrogeno si rivela particolarmente critica non solo a livello di soluzioni tecnologiche a disposizione per grandi taglie di storage, ma soprattutto a livello di impatto sull'LCOH e sull'occupazione di suolo.

Possibili soluzioni utili al fine di minimizzare la capacità necessaria a livello di sistemi di storage d'idrogeno possono essere:

- L'integrazione di ulteriori fonti rinnovabili all'impianto FV per alimentare gli elettrolizzatori, quali ad esempio l'eolico e l'idroelettrico, al fine di poter alimentare gli elettrolizzatori con maggiore continuità e minore stagionalità
- La copertura delle ore notturne e dei periodi invernali con un PPA o approvvigionamento da rete elettrica, quest'ultima opzione soprattutto in ottica di una progressiva decarbonizzazione dell'energia elettrica prodotta a livello italiano
- L'utilizzo delle reti di trasmissione e di distribuzione di gas naturale come sistemi di storage, soprattutto in un'ottica futura di utilizzo delle stesse per trasportare idrogeno al 100%

Nel case study si considera la realizzazione di un elettrolizzatore alimentato da un impianto FV con stoccaggio d'idrogeno in grado di produrre 10.950 ton/anno di idrogeno; in particolare sono state analizzate due differenti tecnologie di produzione:

- Elettrolizzatore alcalino (AEL)
- Elettrolizzatore a membrana polimerica (PEM)

Si ipotizza un impianto fotovoltaico con moduli bifacciali e con tracker monoassiali, in grado di raggiungere 1.460 ore di produzione equivalente per la zona geografica NORD, considerando l'irraggiamento della zona di Milano. Al contempo si ipotizza di poter immettere in rete l'energia in eccesso prodotta da questi impianti FV ad un prezzo pari a 65 €/MWh. Si ipotizza inoltre che l'idrogeno prodotto possa essere consumato istantaneamente (fino ad un valore di 1,25 ton H₂/ora) all'interno di un'industria che opera a ciclo continuo, oppure, se in eccesso rispetto ai fabbisogni orari, stoccato all'interno di serbatoi metallici sferici in pressione a 20 bar che possono contenere circa 27 ton. In particolare, per tutte le localizzazioni geografiche si è ipotizzato di disporre di una capacità di storage di idrogeno atta a coprire almeno 15 giorni di fabbisogni (450 ton H₂).

I valori ipotizzati a livello di capacità FV e lato elettrolizzatori variano in funzione del posizionamento geografico:

	NORD
Capacità elettrolizzatori ipotizzata	490 MW
Capacità FV ipotizzata (rapporto rispetto capacità elettrolizzatori)	1.960 MW (4x)

6.2.1 Fotovoltaico più storage H₂

Si considera l'installazione di un elettrolizzatore AEL da 490 MW accoppiato a un impianto fotovoltaico da 1.960 MW collocato nella zona geografica NORD – le cui caratteristiche sono state precedentemente descritte – e con la possibilità di stoccare idrogeno fino a 450 tonnellate in sistemi di storage a una pressione di 20 bar.



Tipologia Impianto di Elettrolisi	Elettrolizzatore AEL
Potenza Elettrolizzatore [MW]	490
Rapporto Capacità FV/Capacità Elettrolizzatori	4
Potenza Fotovoltaico [MW]	1.960
Capex Elettrolizzatore [€/kW]	850
Opex Elettrolizzatore [€/kW]	2,5 % Capex/Anno
Capex sostituzione stack [€/kW]	250
Vita utile stack	80.000
Consumo di energia elettrica elettrolizzatore [kWh/kg H2]	55
Fattore di degradazione elettrolizzatore (% aumento consumi ogni 1.000 h)	0,12%
Consumo acqua [l/kg H2]	10
Costo acqua [€/m3]	2,1
Valorizzazione energia elettrica immessa in rete (€/MWh)	65
Leva finanziaria	70%
k_d (costo del capitale debito)	4%
k_e (costo del capitale equity)	8%
Arco temporale	20 anni

Potenza compressore [MW]	4,55
Capex compressore [€]	3.700.000
Dimensione complessiva storage [ton H2]	450
Capex storage [€/kg H2]	400
Pressione storage [Bar]	20

Fabbisogno annuo di H2 da coprire [ton/anno]	10.950
--	--------



LCOH = 8,27 €/kg H2

Si considera l'installazione di un elettrolizzatore PEM da 490 MW accoppiato a un impianto fotovoltaico da 1.960 MW collocato nella zona geografica NORD – le cui caratteristiche sono state precedentemente descritte – e con la possibilità di stoccare idrogeno fino a 450 tonnellate in sistemi di storage a una pressione di 20 bar.



Tipologia Impianto di Elettrolisi	Elettrolizzatore PEM
Potenza Elettrolizzatore [MW]	490
Rapporto Capacità FV/Capacità Elettrolizzatori	4
Potenza Fotovoltaico [MW]	1.960
Capex Elettrolizzatore [€/kW]	1.150
Opex Elettrolizzatore [€/kW]	2,5 % Capex/Anno
Capex sostituzione stack [€/kW]	360
Vita utile stack	60.000
Consumo di energia elettrica elettrolizzatore [kWh/kg H ₂]	55
Fattore di degradazione elettrolizzatore (% aumento consumi ogni 1.000 h)	0,19%
Consumo acqua [l/kg H ₂]	10
Costo acqua [€/m ³]	2,1
Valorizzazione energia elettrica immessa in rete (€/MWh)	65
Leva finanziaria	70%
k _d (costo del capitale debito)	4%
k _e (costo del capitale equity)	8%
Arco temporale	20 anni

Potenza compressore [MW]	4,55
Capex compressore [€]	3.700.000
Dimensione complessiva storage [ton H ₂]	450
Capex storage [€/kg H ₂]	400
Pressione storage [Bar]	20
Fabbisogno annuo di H ₂ da coprire [ton/anno]	10.950



LCOH = 10,42 €/kg H₂

6.2.2 Alimentazione mediante contratto PPA

Il seguente case study prende in considerazione la possibilità di alimentare gli elettrolizzatori dalla rete tramite un contratto PPA off-site alimentato da un portafoglio di impianti a fonte rinnovabile tale da garantire un profilo «baseload» di energia elettrica verde agli elettrolizzatori per poterli fare operare per almeno 8.000 h/anno. Questa configurazione si rivela la meno onerosa dal punto di vista delle Capex in quanto permette di non dover sovradimensionare la capacità installata degli elettrolizzatori (come invece succede nel caso di storage dell'idrogeno) e non prevede l'installazione di impianti di storage elettrochimico e di storage di idrogeno, ma è caratterizzata da un maggiore costo di approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria al funzionamento degli elettrolizzatori.

Allo status quo, in Italia nel caso in cui si decida di alimentare gli elettrolizzatori tramite PPA offsite si risulta soggetti al pagamento degli oneri di rete – pertanto queste voci di costo all'interno del case study saranno incluse all'interno del costo di approvvigionamento dell'energia lato PPA –, ma sarà fatta anche una sensitivity sul prezzo dell'energia per simulare la riduzione degli oneri di rete prevista all'interno dell'articolo 23 comma 1 del decreto legge 30 aprile 2022, n. 36 relativo alle «Ulteriori misure urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).» che può essere stimato nell'intorno di 20-35 €/MWh.

Si deve inoltre precisare come l'alimentazione degli elettrolizzatori tramite PPA – configurazione che risulta la più semplice da implementare a livello impiantistico per approvvigionare di idrogeno «green» realtà che operano in continuo – dati gli attuali vincoli esistenti all'interno della RED II (vincolo di addizionalità, contemporaneità e di mancanza di congestioni all'interno della rete), che regolamentano le condizioni per definire green la produzione di idrogeno, potrebbe non soddisfare il vincolo della mancanza di congestioni all'interno della rete.

Nel seguente case study si considera la realizzazione di un elettrolizzatore alimentato da rete mediante un contratto PPA in grado di produrre 10.950 ton/anno di idrogeno ed in particolare sia analizzeranno due differenti tecnologie di produzione:

- Elettrolizzatore alcalino (AEL)
- Elettrolizzatore a membrana polimerica (PEM)

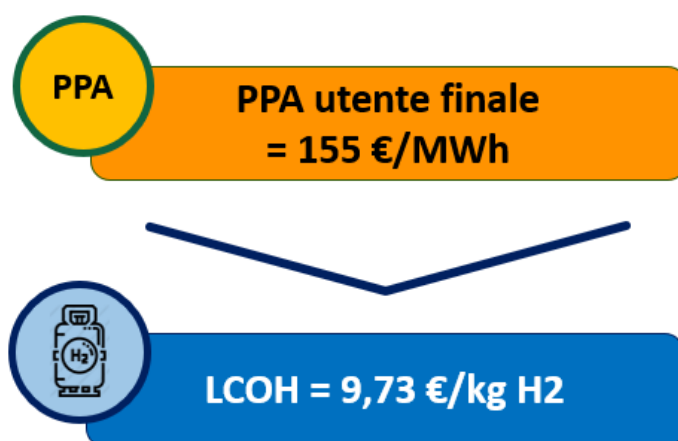
Si ipotizza di stipulare un contratto PPA alimentato da un portafoglio di impianti rinnovabili tale da garantire un approvvigionamento di energia elettrica green continuo per almeno 8.000 h/anno.

A livello di prezzi si ipotizza di avere un costo «totale» legato all'approvvigionamento dell'energia elettrica pari a 155€/MWh valore comprensivo non solo della componente energia del PPA, ma anche oneri di rete e tasse. Sarà inoltre presentata una analisi di sensitività volta a verificare le variazioni a livello di LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) in funzione della variazione del costo «totale» di approvvigionamento dell'energia elettrica. Per entrambe le tecnologie si considererà l'installazione di un elettrolizzatore di taglia 85 MW, valore che permette in entrambi i casi di coprire il fabbisogno di 10.950 ton/anno di idrogeno lungo tutto l'arco temporale del case study – ovvero 20 anni – anche in presenza del naturale degrado degli stack.

Si ipotizza inoltre che l'idrogeno prodotto sia consumato istantaneamente all'interno di un'industria che opera a ciclo continuo; pertanto, non è stato previsto né uno storage dedicato (elettrico o di idrogeno) né un impianto di compressione.

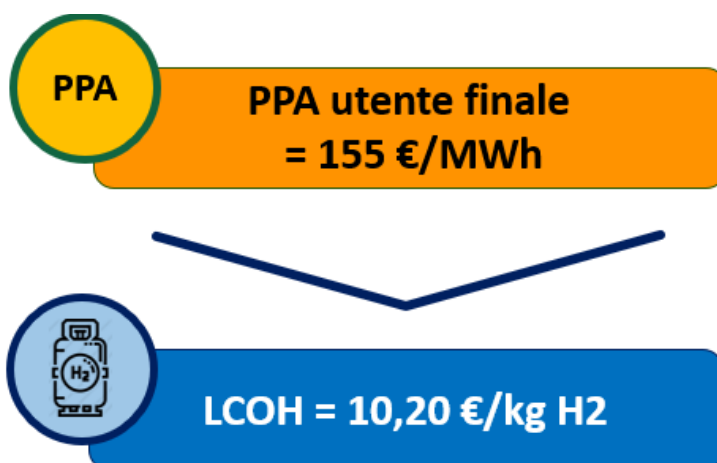
Si considera l'installazione di un elettrolizzatore AEL da 85 MW alimentato da un PPA atto a garantire una produzione annua dell'elettrolizzatore pari a circa 8.000 h (fattore di carico pari a 91,3%).

Tipologia Impianto	Elettrolizzatore AEL
Potenza [MW]	85
Produzione [Ore equivalenti]	Circa 8.000
Produzione idrogeno [tH ₂ /anno]	10.950
Capex [€/kW]	850
Opex [€/kW]	2,5 % Capex/Anno
Capex sostituzione stack [€/kW]	250
Vita utile stack	80.000
Consumo di energia elettrica elettrolizzatore [kWh/kg H ₂]	55
Fattore di degradazione elettrolizzatore (% aumento consumi ogni 1.000 h)	0,12%
Costi di connessione [€]	1.500.000
Consumo acqua [l/kgH ₂]	10
Costo acqua [€/m ³]	2,1
Leva finanziaria	70%
k _d (costo del capitale debito)	4%
k _e (costo del capitale equity)	8%
Arco temporale	20 anni



Si considera l'installazione di un elettrolizzatore PEM da 85 MW alimentato da un PPA atto a garantire una produzione annua dell'elettrolizzatore pari a circa 8.000 h (fattore di carico pari a 91,3%).

Tipologia Impianto	Elettrolizzatore PEM
Potenza [MW]	85
Produzione [Ore equivalenti]	Circa 8.000
Produzione idrogeno [tH ₂ /anno]	10.950
Capex [€/kW]	1.150
Opex [€/kW]	2,5 % Capex/Anno
Capex sostituzione stack [€/kW]	360
Vita utile stack	60.000
Consumo di energia elettrica elettrolizzatore [kWh/kg H ₂]	55
Fattore di degradazione elettrolizzatore (% aumento consumi ogni 1.000 h)	0,19%
Costi di connessione [€]	1.500.000
Consumo acqua [l/kgH ₂]	10
Costo acqua [€/m ³]	2,1
Leva finanziaria	70%
k _d (costo del capitale debito)	4%
k _e (costo del capitale equity)	8%
Arco temporale	20 anni



Il grafico sottostante presenta un'analisi di sensitività del LCOH in funzione del costo dell'energia elettrica per l'utente finale, approvvigionata tramite un PPA e utilizzata per alimentare l'elettrolizzatore AEL/PEM da 85 MW. La variazione del costo dell'energia elettrica per l'utente finale si ipotizza possa essere dovuta ad una riduzione degli oneri di rete, ad una riduzione del prezzo di stipula del PPA o ai due fattori combinati.

Appare interessante osservare che i valori di LCOH ottenuti impostando il costo dell'energia elettrica a valori intorno a 120-125 €/MWh (ipotizzando di ridurre gli oneri di sistema di circa 30-35€/MWh), si attestano a circa 8,4 €/kg H₂ per l'elettrolizzatore PEM e a circa 7,8 €/kg H₂ per l'elettrolizzatore AEL.

