

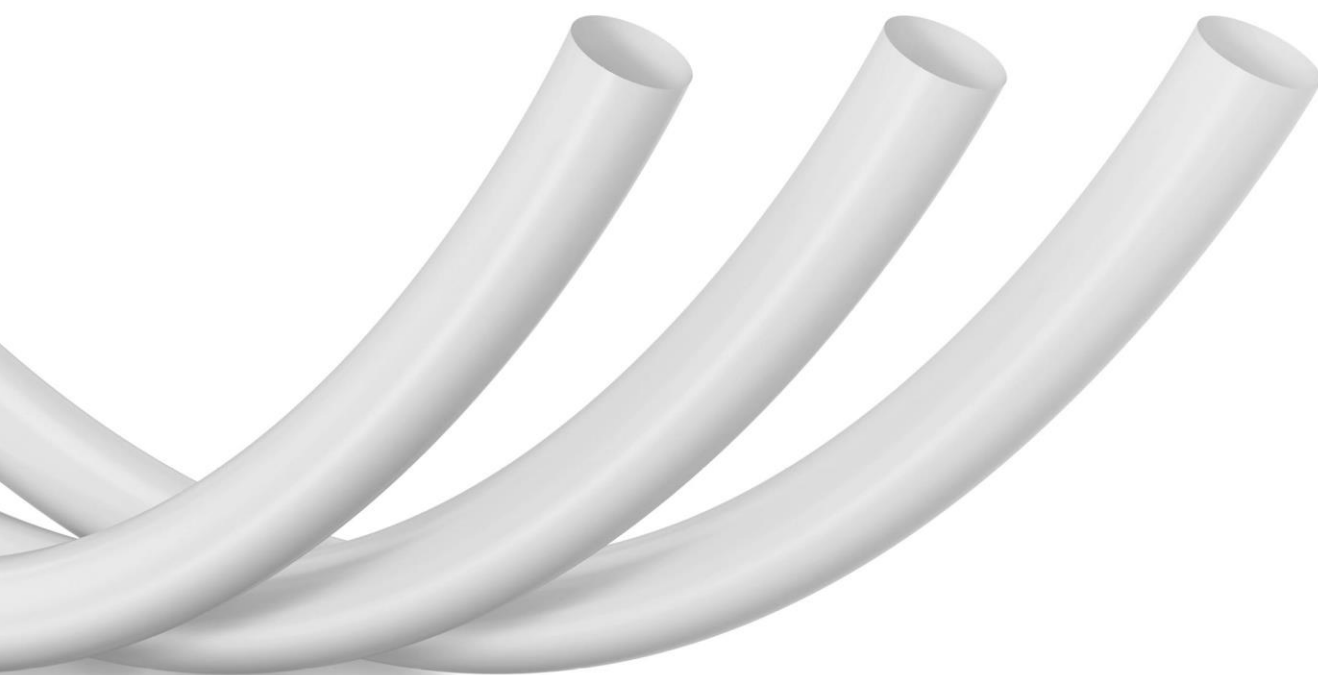
Scenari di distribuzione nel territorio di impianti eolici e fotovoltaici in funzione delle diverse variabili decisionali

Elisabetta Garofalo, Davide Airoidi, Martina Aiello, Alessia Gargiulo, Giuseppe Stella

Dicembre 2020

Progetto 2.1 *Strumenti e modelli, anche settoriali, per scenari energetici ed elettrici, adeguati all'evoluzione del sistema - Analisi di evoluzione dei mercati e della regolazione*

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale



Contratto	Accordo di programma 2019-2021 con il Ministero dello Sviluppo Economico per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale
Titolo	Scenari di distribuzione nel territorio di impianti eolici e fotovoltaici in funzione delle diverse variabili decisionali
Title	Spatial distribution scenarios of PV and wind capacity objectives as a function of different decisional variables
Progetto	2.1 Strumenti e modelli, anche settoriali, per scenari energetici ed elettrici, adeguati all'evoluzione del sistema - Analisi di evoluzione dei mercati e della regolazione
WP	WP1 - Modelli per scenari energetici
Linea di Attività	Creazione e valutazione di scenari di ripartizione delle FER in funzione di diverse opzioni di utilizzo del territorio
Keywords	Aree idonee, eolico, fotovoltaico, pianificazione territoriale, PNIEC

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta di RSE.

N. pagine	46	N. pagine fuori testo	/
Emesso	31/12/2020		
Elaborato	Elisabetta Garofalo, Davide Airoidi, Martina Aiello, Alessia Gargiulo, Giuseppe Stella		
Verificato	Elisabetta Garofalo		
Approvato	Alberto Gelmini, Michele de Nigris		

Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A.

Società con unico socio soggetta alla direzione ed al coordinamento di GSE S.p.A.
Sede Legale - 20134 Milano - Via R. Rubattino, 54
Tel. +39 023992.1 - Fax +39 023992.5370 - PEC rse@legalmail.it
Reg. Imprese di Milano, P.IVA e C.F. 05058230961
R.E.A. di Milano n. 1793295
Cap. Soc. € 1.100.000 i.v.

Indice

INDICE	3
STORIA DELLE REVISIONI.....	4
SINTESI	4
SHORT SUMMARY.....	4
SOMMARIO.....	5
ABSTRACT	5
1 INTRODUZIONE	6
2 AGGIORNAMENTO DATI	8
2.1 Impianti eolici e nuovo DB aerogeneratori.....	8
2.1.1 Aggiornamento DB impianti eolici e aerogeneratori	8
2.1.2 Mappatura aerogeneratori	9
2.2 Impianti fotovoltaici.....	12
2.3 Aggiornamento superfici eleggibili per il fotovoltaico	13
2.3.1 Classificazione delle superfici edificate.....	15
3 SCENARI DI RIPARTIZIONE REGIONALE	18
3.1 Metodologia	19
3.1.1 Eolico	19
3.1.2 Fotovoltaico.....	20
3.2 Scenari di ripartizione degli obiettivi PNIEC	21
3.2.1 Eolico	21
3.2.2 Fotovoltaico.....	25
3.3 Scenari di ripartizione degli obiettivi LTS.....	28
4 STUDI SULLE AREE DISPONIBILI PER GRANDI IMPIANTI FV.....	33
4.1 Potenzialità del fotovoltaico galleggiante	33
4.2 Agrivoltaico: principi e opportunità.....	39
5 CONCLUSIONI.....	42
6 BIBLIOGRAFIA.....	43
7 ACRONIMI	46

STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
00	31/12/2020	20010640	Prima emissione

SINTESI

Scenari di ripartizione regionale della potenza eolica e fotovoltaica prevista dal percorso di decarbonizzazione nazionale in funzione di diverse opzioni di utilizzo del territorio, mediante metodologie basate sull'analisi dell'attuale distribuzione degli impianti e sulla stima delle superfici disponibili. Potenzialità del fotovoltaico galleggiante e dell'agrivoltaico per la riduzione delle criticità connesse all'occupazione di suolo.

SHORT SUMMARY

Scenarios of regional distribution of the RES capacity provided by the Italian decarbonisation strategy as a function of different land use options, using methodologies based on the actual distribution of power plants and on available land estimations. Potential of floating photovoltaics and agrivoltaic systems for the reduction of critical issues related to land occupation.

SOMMARIO

Gli scenari elaborati nell'ambito del progetto in corso per definire il percorso di decarbonizzazione nazionale prevedono obiettivi estremamente ambiziosi di potenza eolica e fotovoltaica, che richiedono valutazioni approfondite sulla effettiva possibilità di installazione sul territorio, in relazione alle grandi estensioni che tali tecnologie di generazione richiedono.

A tale scopo, sono state messe a punto metodologie di calcolo che, partendo dall'analisi di dati dell'installato esistente e dell'uso del suolo a scala nazionale, consentono la creazione di scenari di ripartizione regionale degli obiettivi sulla base della disponibilità del territorio e di diverse opzioni di utilizzo di questo.

L'utilità di queste simulazioni è tanto maggiore quanto più accurato è il quadro di partenza in termini di localizzazione dell'installato attuale e di descrizione quantitativa dell'uso del suolo.

Nel presente rapporto sono presentate innanzitutto le attività di aggiornamento dei dati di input, necessarie a migliorare il quadro informativo iniziale, e successivamente i risultati delle simulazioni di ripartizione sia degli obiettivi previsti dalla versione finale del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, che di quelli discussi per la definizione del percorso di decarbonizzazione della Long Term Strategy. I risultati evidenziano chiare criticità, in particolare per gli obiettivi connessi alla strategia a lungo termine, che prevedono per gli scenari più spinti l'installazione entro il 2050 di impianti fotovoltaici fino a 273 GW, a fronte di un installato attuale di circa 20 GW, nonché l'elevata pressione sui territori di alcune regioni connessa agli obiettivi eolici *onshore* (31 GW). In mancanza di innovazione in grado di modificare profondamente l'impronta territoriale delle tecnologie attuali, sarà evidentemente necessario ricorrere a soluzioni di compromesso tra diversi usi che mitigano l'occupazione estensiva del territorio. In relazione a questo tema, sono stati avviati uno studio sulle potenzialità del fotovoltaico galleggiante nel territorio italiano, nonché uno stato dell'arte dell'installazione degli impianti fotovoltaici in ambito agricolo (agrivoltaico).

ABSTRACT

The wind and photovoltaic power goals set by the National Energy Climate Plan and foreseen by the Long Term Strategy are extremely ambitious; therefore in-depth assessments are required on the capacity of the territories to host new power plants, in relation to the large areas that these generation technologies require. For this purpose, methodologies have been developed which, starting from the analysis of the installed capacity and the land uses on a national basis, allow the creation of scenarios for the regional distribution of the RES goals as a function of different land use options. The more accurate the initial picture is in terms of localization of the current installed capacity and land availability, the more reliable and useful the regional scenarios will be.

The document presents firstly the activities carried out during this year for the updating of the input data, necessary to improve the initial information framework; successively it reports the results of the simulations applied to the RES objectives set in the final version of the National Energy Climate Plan and in the Long-Term Strategy. The results highlight some critical issues, in particular related to the Long-Term Strategy, which envisages by 2050 the installation of up to 273 GW photovoltaic systems, against a current capacity of about 20 GW, as well as the high pressure on some regions connected with the *onshore* wind objective (31 GW). In the lack of innovation capable of deeply modifying the territorial footprint of current technologies, trade-off solutions among different uses will be necessary in order to mitigate the extensive land occupation. To this regard, a study has been started on the potential of floating photovoltaics and agrovoltaic systems in Italy.

1 INTRODUZIONE

Il presente Rapporto è parte integrante della documentazione delle attività di Ricerca di Sistema previste dal “Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021” nell’ambito del Progetto 2.1 “Strumenti e modelli, anche settoriali, per scenari energetici ed elettrici, adeguati all’evoluzione del sistema - Analisi di evoluzione dei mercati e della regolazione” / WP 1 “Modelli per scenari energetici” e costituisce Deliverable della Linea di Attività 1.07 “Creazione e valutazione di scenari di ripartizione delle FER in funzione di diverse opzioni di utilizzo del territorio”.

Gli obiettivi FER previsti dalle strategie nazionali al 2030 e 2050, nell’ottica del processo di decarbonizzazione, prevedono una massiccia installazione di impianti eolici e fotovoltaici (FV). L’effettivo raggiungimento di tali obiettivi, sia a medio che a lungo termine, preoccupa e suscita perplessità non solo tra gli addetti ai lavori a cui spetterà realizzare i (grandi) impianti, ma anche tra le pubbliche amministrazioni e gli organismi centrali, in relazione alle grandi estensioni di territorio richieste dalle tecnologie di generazione eolica e fotovoltaica.

In particolare, le amministrazioni regionali, che sono chiamate a contribuire con i propri piani energetici e ambientali al raggiungimento degli obiettivi del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), si devono interrogare su quali tipologie di impianti e quanta capacità potrebbe effettivamente essere ospitata nei propri territori.

In questo ambito, l’obiettivo dell’attività è supportare la discussione con le Regioni per definire i rispettivi contributi al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo eolico e fotovoltaico, con un focus specifico sulla valutazione della disponibilità di aree adatte all’installazione degli impianti. A tale proposito, il MiSE ha invitato RSE a partecipare ai lavori del Gruppo di Lavoro “aree idonee e non idonee” avviato a novembre 2020, composto, oltre che da MiSE stesso, da una rappresentanza di sette Regioni e dai Ministeri: Ambiente, Politiche Agricole, Beni culturali.

Nella precedente linea di attività del progetto che si è occupata questo tema, LA 1.03, sono stati messi a punto strumenti utili alla creazione di scenari di ripartizione regionale degli obiettivi FER, basati su: dati geografici e analisi territoriali dell’installato esistente, disponibilità di risorsa rinnovabile, tipologie di aree destinate ad ospitare gli impianti.

Per quanto riguarda l’eolico era stata approntata una metodologia, composta da tre moduli di calcolo, che, su base regionale, consente di: quantificare la disponibilità di aree “ventose” al variare dei vincoli territoriali (ad esempio aree protette, aree a rischio idrogeologico, ecc.); valutare il contributo che potrebbe venire dal *repowering* degli impianti a fine vita; allocare l’ulteriore capacità necessaria a raggiungere l’obiettivo dell’anno target, in base a regole predeterminate (nello specifico, in proporzione alla aree ventose disponibili in ciascuna regione e stabilendo a priori una soglia massima di densità numerica degli aerogeneratori). Analogamente, per il fotovoltaico era stato elaborato un modello di calcolo che consente di ripartire regionalmente la capacità target in base alle superfici disponibili nel territorio e a diverse ipotesi di utilizzo di queste.

Sia per i moduli dell’eolico che per quello del fotovoltaico, sono forniti in input i dati relativi alla dislocazione attuale degli impianti eolici e fotovoltaici in esercizio. Entrambe le metodologie erano infine state utilizzate per fornire una prima ipotesi di ripartizione regionale degli obiettivi del PNIEC, calcolare le relative percentuali di occupazione del suolo e confrontarle con lo stato attuale.

Gli strumenti sviluppati sono un utile supporto alla discussione in corso, poiché consentono di valutare l’impatto sulla disponibilità di territorio di diverse ipotesi sia di tipo tecnologico (ad esempio taglia degli aerogeneratori, miglioramenti dell’efficienza) sia di uso del suolo.

Quest’ultimo rappresenta al momento un aspetto decisionale fondamentale, sul quale convergono politiche e obiettivi differenti e talvolta contrastanti. Esigenze di tutela paesaggistica (specialmente per gli impianti eolici) e di salvaguardia degli usi del suolo (specialmente quello agricolo, per gli impianti fotovoltaici) si contrappongono alla necessità di trovare spazi adeguati a iniziative di tipo industriale.

Nel corso dell'anno, dunque, si sono condotte attività volte in primo luogo ad aggiornare i dati relativi alla distribuzione degli impianti in esercizio nel territorio, punto di partenza per la definizione degli scenari di sviluppo (Capitolo 2). In particolare, è stato aggiornato il Data Base impianti eolici e ottenuta una esaustiva mappatura della localizzazione degli aerogeneratori, oltre a mantenere un'attività di aggiornamento e affinamento delle mappature di diverse tipologie di aree eleggibili all'uso energetico.

Sono poi presentati (Capitolo 3) alcuni scenari di distribuzione regionale della capacità obiettivo eolica e fotovoltaica che sono stati elaborati a valle degli scenari di sviluppo del sistema energetico svolti nella LA 1.05 di questo progetto, per valutare la possibile distribuzione nel territorio degli obiettivi del PNIEC e della Long Term Strategy. Tali scenari sono basati su diverse ipotesi di uso del suolo, al fine di evidenziare da una parte l'entità, ancorché indicativa e preliminare, dei possibili contributi di ciascuna regione italiana all'obiettivo (aggiornato) 2030, dall'altra di evidenziare le criticità connesse con la necessità di superfici da dedicare all'uso energetico (in particolare per gli obiettivi al 2050), che non potranno essere risolte col solo ricorso alle soluzioni più conservative dal punto di vista dell'uso del suolo.

Proprio per affrontare questo tema, nell'ultima parte del documento (capitolo 4) sono riportati alcuni approfondimenti sullo stato dell'arte di alcune soluzioni impiantistiche innovative (agrivoltaico e fotovoltaico galleggiante) che stanno attirando l'attenzione dei produttori e delle parti politiche in quanto presentate in letteratura come opzioni ad elevata compatibilità ambientale. Limitatamente al fotovoltaico galleggiante sono presentati a titolo indicativo i risultati di una stima preliminare del potenziale installabile nel territorio della regione Lombardia.

2 AGGIORNAMENTO DATI

2.1 Impianti eolici e nuovo DB aerogeneratori

Ai fini degli obiettivi della presente attività è fondamentale poter disporre di una accurata conoscenza dell'attuale dislocazione degli impianti FER nel territorio nazionale. In particolare, per l'eolico, legato ad una risorsa localizzata, l'informazione sulla localizzazione e le caratteristiche degli impianti (età, taglia delle macchine) consente di valutare la disponibilità di area residua (aree ventose non ancora occupate da impianti eolici), ma anche di procedere a valutazioni sulle potenzialità degli interventi di *repowering* di impianti a fine vita e poco efficienti.

Tale conoscenza diviene sempre più stringente all'approssimarsi delle prime azioni di implementazione del PNIEC, che richiederà che le Regioni dichiarino in che termini potranno contribuire al raggiungimento degli obiettivi FER nazionali.

In questo paragrafo si presenta l'attività svolta per l'aggiornamento della base dati geografica degli impianti e degli aerogeneratori eolici, funzionale alle analisi che saranno riportate nel Capitolo 3. La significatività del data base è presentata per confronto con i dati statistici pubblicati da GSE.

2.1.1 Aggiornamento DB impianti eolici e aerogeneratori

Ai fini di aggiornare lo stato dell'evoluzione degli impianti eolici in esercizio, RSE usufruisce di due fonti dati principali:

- fonte ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento): elenco che riporta per ogni impianto il Comune di installazione e le principali caratteristiche tecniche (operatore, anno di connessione alla rete, numero di aerogeneratori di cui è composto l'impianto, numero di aerogeneratori dismessi, costruttore e tipo di aerogeneratori presenti nell'impianto, rotore, altezza e potenza dei singoli aerogeneratori e potenza dell'intero impianto). RSE riceve aggiornamento da ANEV con cadenza semestrale: in questo lavoro si fa riferimento all'aggiornamento di dicembre 2019. I dati ANEV si riferiscono esclusivamente agli impianti afferenti ai soci e in linea di massima non include i piccolissimi produttori (minieolico);
- l'atlante degli impianti di produzione di energia elettrica "Atlaimpianti"¹, prodotto da GSE. Si tratta di un sito *webGIS* che consente di visualizzare la localizzazione dei singoli impianti, ma consente di scaricare esclusivamente alcune delle informazioni ad essi associate (potenza impianto, Comune di installazione) senza le relative coordinate geografiche. In generale, "Atlaimpianti" rappresenta gli impianti per cui è stata fatta richiesta di incentivo.

Le informazioni ricevute da ANEV vengono analizzate con cadenza annuale, allo scopo di aggiornare lo stato degli impianti già censiti (in particolare dismissioni e ripotenziamenti) e aggiungere eventuali nuovi impianti.

I dati sono organizzati in una tabella "impianti" che contiene per ogni riga le seguenti informazioni:

- attributi geografici (sito, provincia, regione di installazione e codice ISTAT relativo al comune di appartenenza);
- attributi tecnici relativi all'impianto (costruttore, operatore, anno di connessione alla rete, potenza e numero di aerogeneratori da cui è costituito);
- attributi tecnici relativi agli aerogeneratori facenti parte dell'impianto (potenza e modello del singolo aerogeneratore, altezza del mozzo e diametro del rotore);
- codice univoco per ogni impianto che consente di risalire alla fonte informativa.

¹ Disponibile al link: <https://www.gse.it/dati-e-scenari/atlaimpianti>

2.1.2 Mappatura aerogeneratori

Allo scopo di disporre della mappatura degli aerogeneratori (Wind Turbine Generator – WTG) si rende necessario procedere alla identificazione della posizione dei singoli aerogeneratori che compongono gli impianti censiti dalle fonti precedentemente descritte.

Nel corso di precedenti cicli di ricerca si era adottato un metodo manuale, che prevedeva di riconoscere le singole macchine su immagini ad alta risoluzione spaziale fornite da Google o Bing a partire dalle informazioni geografiche (Comune) degli impianti. A ciascuna macchina venivano, quindi, associate le coordinate e le caratteristiche tecniche dedotte dai database sopra citati.

Nell'ambito della presente Linea di Attività, è stato messo a punto un metodo di ricognizione semiautomatico basato sull'elaborazione di immagini satellitari. Nonostante la metodologia produca molti falsi positivi, l'elaborazione di immagini satellitari, anche a media risoluzione spaziale, facilita notevolmente l'individuazione dei punti di localizzazione degli aerogeneratori permettendo di analizzare aree estese ad intervalli di tempo regolari e facilitando i successivi aggiornamenti.

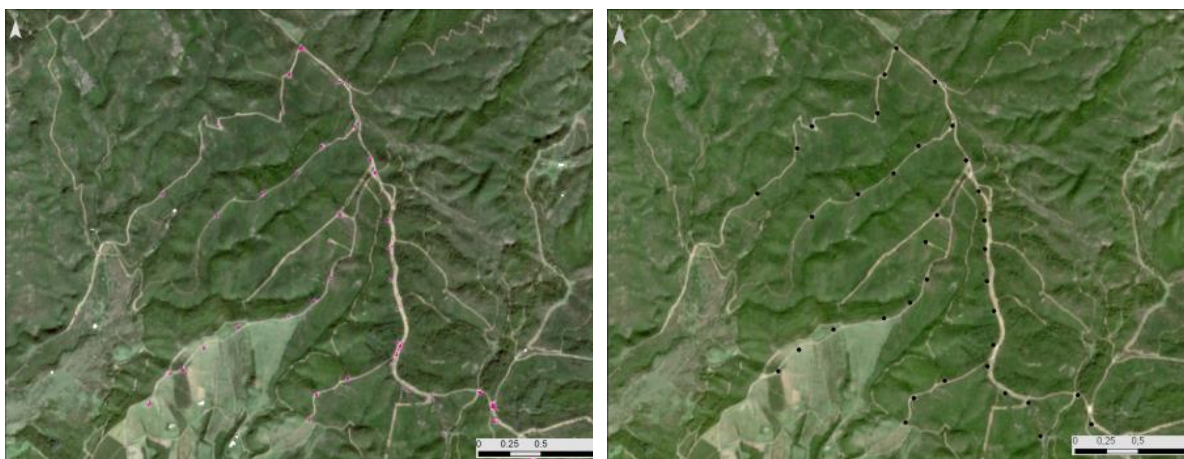


Figura 2.1 – Esempio di risultato dell'identificazione della posizione degli aerogeneratori (aree in viola) con la metodologia di analisi di immagini satellitari (a sinistra) e confronto con la posizione effettiva degli aerogeneratori (a destra).

Il metodo, testato sulla regione Sardegna è stato applicato alle regioni caratterizzate da un aumento rilevante di impianti eolici (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia). Per la descrizione della metodologia e il dettaglio dei risultati si rimanda al Rapporto Aggiuntivo n. 20010641 [1].

Per le regioni con scarsa presenza di impianti (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Piemonte, Toscana, Trentino-Alto Adige, Umbria, Valle d'Aosta, Veneto) si è mantenuto, come in precedenza, un approccio manuale, basato sull'individuazione dell'impianto mediante analisi visiva di immagini ad alta risoluzione spaziale (Google o Bing), partendo dal Comune di installazione dei nuovi impianti e successiva geolocalizzazione dei singoli aerogeneratori.

L'aggiornamento del geodatabase degli aerogeneratori è stato quindi completato per tutto il territorio nazionale. Naturalmente, gli aerogeneratori individuati nell'ambito di questo aggiornamento non comprendono unicamente nuove installazioni, ma anche aerogeneratori non identificati nell'ambito del precedente aggiornamento (2014).

Il metodo di ricognizione semiautomatica a partire dalle immagini satellitari ha permesso anche di identificare più di 900 mini-aerogeneratori (potenza < 200 kW) sull'intero territorio nazionale, non inclusi tra i dati ANEV.

La Tabella 2.1 riporta il numero di aerogeneratori individuati nell'ambito di questo lavoro di aggiornamento.

Tabella 2.1 - Dettaglio regionale relativo al metodo utilizzato per geolocalizzare gli aerogeneratori e del numero di aerogeneratori individuati rispetto all'ultimo aggiornamento del 2014.

Regione	Metodo	Approccio	# WTGs pre-aggiornamento	# WTGs post-aggiornamento	Δ # WTGs	# grandi WTGs post-aggiornamento	# mini-WTGs post-aggiornamento
Abruzzo	Elaborazione da immagini satellitari	Supervisionato	267	303	36	303	0
Basilicata	Elaborazione da immagini satellitari	Supervisionato	293	1004	711	730	274
Calabria	Elaborazione da immagini satellitari	Supervisionato	510	755	245	625	130
Campania	Elaborazione da immagini satellitari	Supervisionato	939	1527	588	1239	288
Emilia-Romagna	Ricognizione manuale		38	51	13	48	3
Friuli-Venezia Giulia	Ricognizione manuale		0	0	0	0	0
Lazio	Ricognizione manuale		29	53	24	46	7
Liguria	Ricognizione manuale		38	51	13	48	3
Lombardia	Ricognizione manuale		1	1	0	1	0
Marche	Ricognizione manuale		12	21	9	21	0
Molise	Elaborazione da immagini satellitari	Supervisionato	305	307	2	307	0
Piemonte	Ricognizione manuale		10	14	4	14	0
Puglia	Elaborazione da immagini satellitari	Supervisionato	1695	2124	429	1882	242
Sardegna	Elaborazione da immagini satellitari	Supervisionato e non supervisionato (area test)	691	715	24	715	0
Sicilia	Elaborazione da immagini satellitari	Non supervisionato	1471	1574	103	1546	28
Toscana	Ricognizione manuale		89	120	31	120	0
Trentino-Alto Adige	Ricognizione manuale		2	2	0	0	2
Umbria	Ricognizione manuale		4	4	0	4	0
Valle d'Aosta	Ricognizione manuale		4	4	0	4	0
Veneto	Ricognizione manuale		2	8	6	8	0

Attualmente il geodatabase contiene 8638 aerogeneratori, 2238 in più rispetto al 2014, di cui circa il 90% è stato individuato mediante elaborazioni di immagini satellitari a media risoluzione spaziale.

Ogni record è completato dai seguenti attributi, derivati dalle informazioni fornite da ANEV:

- numero identificativo univoco dell'aerogeneratore;
- coordinate (X, Y) nel sistema di riferimento proiettato WGS84 / UTM 32N;

- località, regione, provincia, codice ISTAT del comune;
- costruttore, modello, potenza (MW), altezza (m) e diametro (m) del rotore dell'aerogeneratore;
- codice progressivo del singolo aerogeneratore per ogni parco eolico;
- codice univoco alfanumerico del parco eolico;
- numero aerogeneratori attivi per il singolo parco eolico;
- anno di costruzione del parco eolico;
- anno di connessione alla rete del parco eolico;
- anno di dismissione;
- potenza complessiva del parco eolico (MW);
- accuratezza qualitativa dell'identificazione (bontà dell'attribuzione aerogeneratore-impianto).

Ai fini di validazione è stato poi effettuato un confronto tra la base dati impianti/aerogeneratori aggiornata con i dati forniti da GSE (dato statistico della potenza totale installata aggregata su base regionale) aggiornati a fine 2019 (Tabella 2.2). Nel complesso, gli aerogeneratori mappati e caratterizzati come potenza rappresentano più del 98% della potenza censita sull'intero territorio nazionale, con una differenza di circa 168 MW su un totale di 10.715 MW.

Alcuni disallineamenti rispetto alla potenza GSE sono dovuti principalmente alla mancata identificazione di alcuni mini-aerogeneratori non localizzati o per i quali non è ancora stato attribuito il dato di potenza; qualche caso di leggera sovrastima potrebbe essere dovuto invece ad errori di identificazione di turbine eoliche dismesse o ripotenziare.

Tabella 2.2 - Confronto a scala regionale tra i dati di potenza forniti da GSE e i dati derivanti dall'aggiornamento del geodatabase per il 2019.

Regione	Potenza GSE MW 2019	Potenza RSE MW 2019	Δ (Potenza GSE-Potenza RSE)
Abruzzo	255	247	96,9
Basilicata	1293	1201	92,9
Calabria	1163	1120	96,3
Campania	1735	1748	100,7
Emilia-Romagna	45	41	91,1
Friuli -Venezia Giulia	0	0	-
Lazio	71	69	97,2
Liguria	56	56	100,0
Lombardia	0	0	-
Marche	19,5	18	92,3
Molise	376	370	98,4
Piemonte	19	18,5	97,4
Puglia	2571	2543	98,9
Sardegna	1055	1078	102,2
Sicilia	1893	1881	99,4
Toscana	143	139	97,2
Trentino-Alto Adige	0,4	0	-
Umbria	2,1	1,5	71,4
Valle d'Aosta	2,6	2,5	96,2
Veneto	13,4	13,3	99,3
Totale complessivo	10715	10546	98,4

I dati prodotti in questa attività (shapefile e tabelle impianti e aerogeneratori) sono messi a disposizione degli utenti attraverso il geoDB ETA (Energia, Territorio e Ambiente) sviluppato nel progetto RdS 2019-2021 2.4².

2.2 Impianti fotovoltaici

Ai fini della definizione dello stato di fatto degli impianti fotovoltaici in esercizio, si fa riferimento a dati forniti direttamente da GSE con il dettaglio della capacità regionale collocata su tetto/tettoia e su terra, nonché dati anagrafici e geografici di impianti di potenza >1 MW, aggiornati al 31 dicembre 2019.

Dai dati disponibili si registra per il 2019 un **incremento** di potenza installata pari a **758 MW**. Contrariamente all'anno precedente, per il quale l'incremento di 425 MW era dovuto principalmente a impianti a terra di grandi dimensioni (317,2 MW contro 108,1 MW su tetto), nel 2019 l'incremento è dovuto soprattutto agli impianti su **tetto (544 MW)**.

Nella Figura 2.2 è illustrata la distribuzione regionale della capacità fotovoltaica in esercizio nel periodo di osservazione della presente attività (2017-2019), mentre in Figura 2.3 si riporta la variazione 2018-2019 della potenza installata su tetto e a terra in ciascuna regione. Come si evince in quest'ultima figura, nel corso del 2019 si registra l'installazione di impianti a terra unicamente nelle regioni Puglia e Sardegna. Per questi ultimi si è proceduto a rilevarne le coordinate e a digitalizzarne l'ingombro aggiornando così la tabella geografica contenuta nel geoDB ETA relativa ai grandi impianti a terra [2]. La mappatura degli impianti a terra verrà completata nel corso del prossimo anno, in collaborazione con GSE, al fine di rilevare le principali caratteristiche geografiche e tipologie di uso del suolo prevalenti delle installazioni fotovoltaiche, eseguita nel primo anno di questo progetto per i soli impianti a terra di grandi dimensioni (≥ 1 MW).

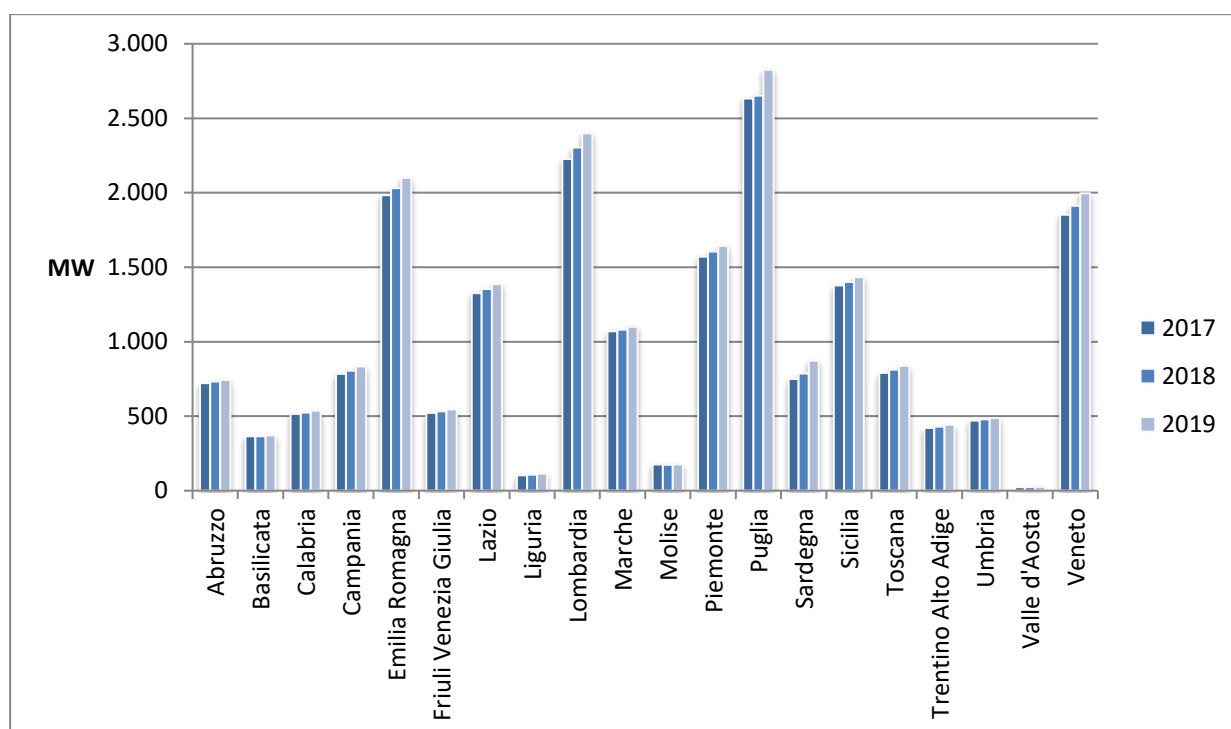


Figura 2.2 – Confronto dati 2017- 2019 della potenza totale fotovoltaica installata nelle Regioni italiane (elaborazioni di dati GSE).

² Progetto 2.4: Integrazione e coordinamento del sistema elettrico con altri sistemi (in particolare gas e idrico) e analisi di fabbisogno, disponibilità, prestazioni e costi di sistemi di accumulo. WP "Disponibilità delle risorse energetiche e vincoli tecnologici e territoriali"

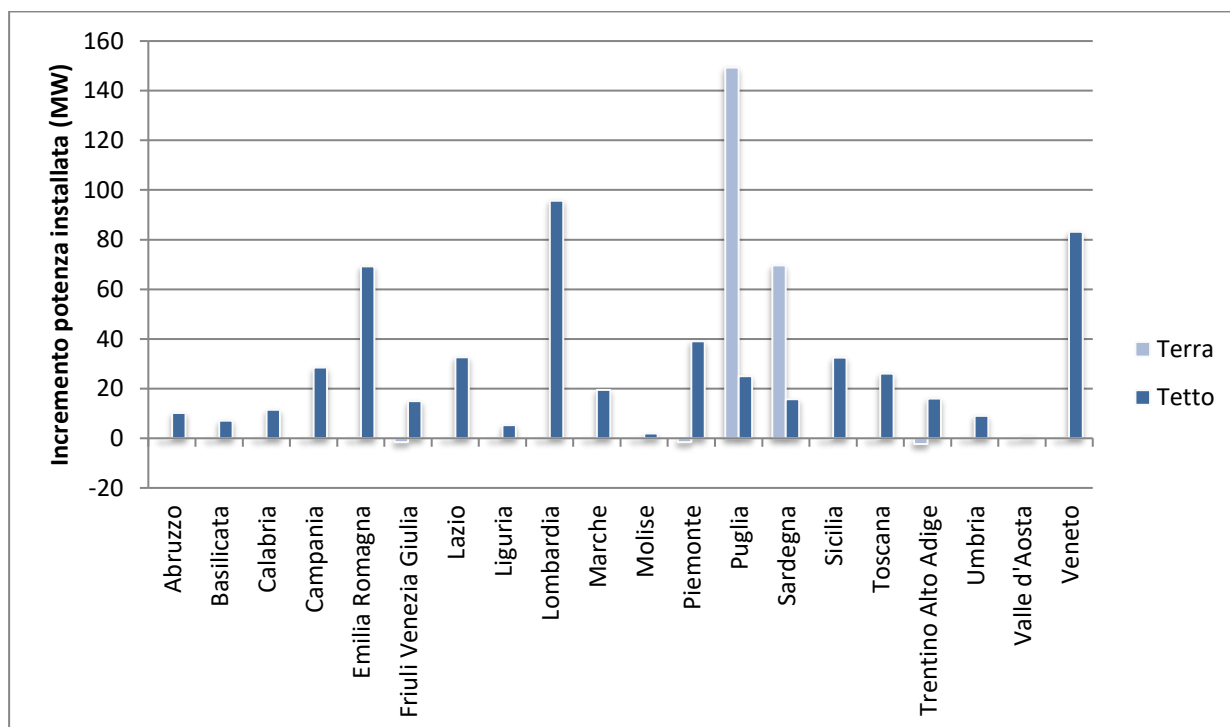


Figura 2.3 – Incremento regionale della potenza installata su tetto e a terra tra il 2018 e il 2019 (elaborazione di dati GSE).

2.3 Aggiornamento superfici eleggibili per il fotovoltaico

Come si vedrà più avanti, l'elaborazione degli scenari di ripartizione territoriale per il fotovoltaico ha richiesto la quantificazione su base geografica delle superfici disponibili potenzialmente adatte per ciascuna tipologia impiantistica considerata (FV su tetto, FV a terra). Nell'ambito di questa attività si mantiene pertanto un costante presidio sulle fonti dati liberamente disponibili, al fine di aggiornare e affinare le stime che riguardano in particolare le superfici utilizzabili per installazioni su tetto e tettoia, o comunque già impermeabilizzate, fortemente degradate e/o a destinazione d'uso industriale.

Le fonti dati principali a cui si fa riferimento per la valutazione delle diverse tipologie di coperture del suolo sono:

- ISTAT per la perimetrazione delle aree classificate in base alla tipologia di urbanizzazione;
- Database geografico OpenStreetMap (OSM) [3];
- Elaborazioni e risultati del progetto COPERNICUS [4] con l'uso di immagini satellitari;
- Cartografia tecnica regionale digitalizzata (CTR) [5];
- Corine Land Cover (CLC) aggiornamento 2018;
- Geoportale nazionale.

La cartografia tecnica regionale è utilizzata quale base dati per il calcolo delle superfici disponibili all'installazione di impianti fotovoltaici su tetto, con l'integrazione dei dati provenienti dal progetto COPERNICUS per quelle regioni per cui non è disponibile la cartografia di riferimento [6]. Il data base OSM incrociato con le aree urbanizzate ISTAT è utilizzato quale fonte per la stima di parcheggi, aree di servizio e altri possibili elementi territoriali di interesse, mentre il Corine Land Cover per il rilevamento di macrocategorie di uso del suolo (in particolare diversi tipi di uso agricolo). Infine, il geoportale nazionale è il riferimento per la mappatura delle infrastrutture viarie.

Una descrizione dettagliata della base dati predisposta per queste analisi è riportata in [6]. In continuità con la LA1.03 del 2019, anche quest'anno si è proceduto a verificare l'esistenza di aggiornamenti delle

CTR regionali e delle altre fonti citate. Data la natura volontaristica del portale geografico OSM, è da tenere in conto la notevole dinamicità di alcuni dei dati in esso contenuti; in particolare i dati relativi alla mappatura dei parcheggi appaiono ancora poco coerenti e non omogeneamente mappati. OSM rappresenta tuttavia al momento l'unica fonte in grado di fornire l'estensione areale di tali elementi.

Per quanto riguarda l'ambito agricolo, si considera innanzitutto la superficie di tipo seminativo non irriguo (al lordo e al netto dei vincoli ambientali). Dalle analisi condotte lo scorso anno sulla distribuzione territoriale dei grandi impianti a terra ($P > 1\text{MW}$) si era infatti evidenziato che il 70% della potenza risulta collocata su terreni di tale tipologia (Figura 2.4).

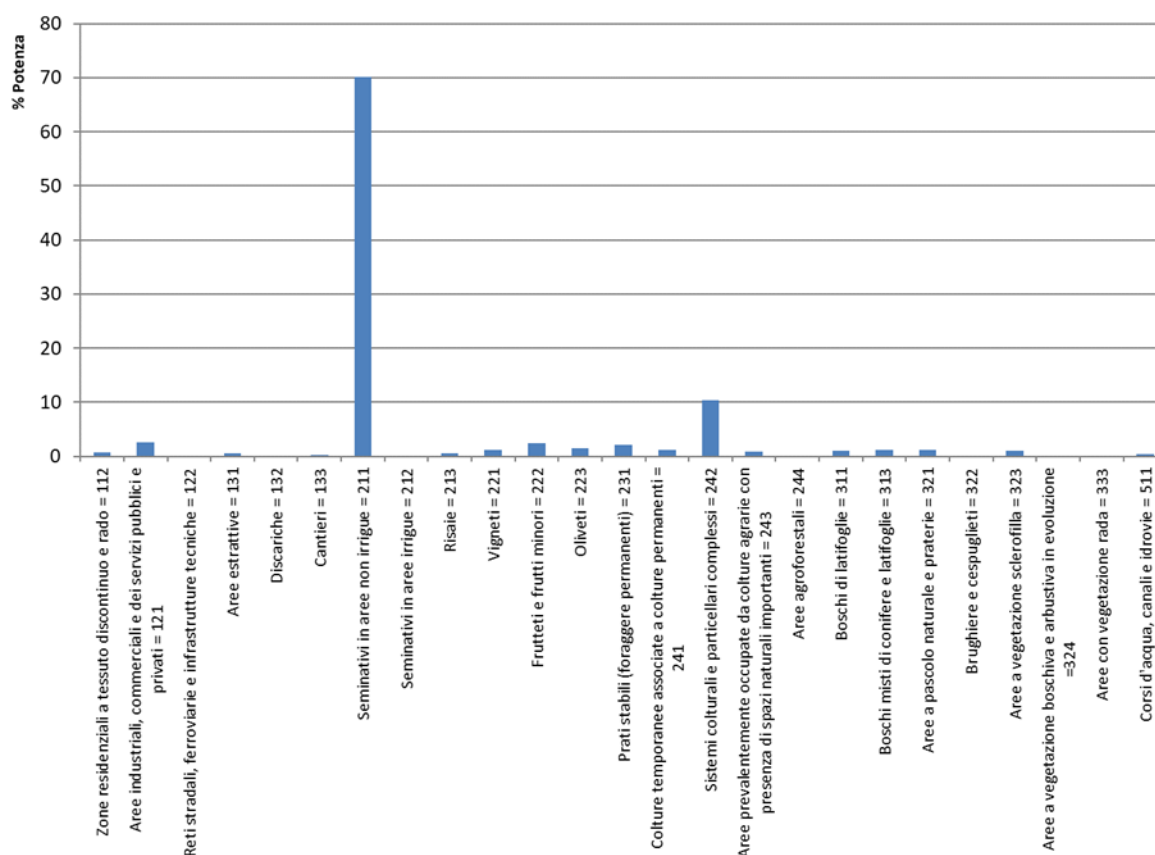


Figura 2.4 – Distribuzione attuale degli impianti FV >1MW tra le diverse classi di uso del suolo (elaborazione di dati GSE).

In aggiunta a questo dato, si è introdotto il dato relativo alla Superficie Agricola non Utilizzata (SAnU). Si tratta in questo caso di un dato statistico derivante dall'ultimo censimento ISTAT dell'agricoltura (2010), pertanto non trattabile su base cartografica. Tale dato era stato escluso dalle precedenti valutazioni poiché ritenuto poco significativo, in quanto voce troppo eterogenea; tuttavia recentemente ISTAT ha affinato la valutazione del dato, scindendolo in due voci distinte:

- **Altra superficie** definita come
“Superficie costituita dalle aree occupate da fabbricati, cortili, strade poderali, fossi, canali, stagni, cave, terre sterili, rocce, parchi e giardini ornamentali, ecc. È inclusa la superficie delle grotte, dei sotterranei e degli appositi edifici destinati alla coltivazione dei funghi (punto 18) e quella eventualmente utilizzata per gli allevamenti ittici, se compresa nel perimetro dell'azienda agricola”.

- **Superficie agraria non utilizzata** vera e propria come
“Insieme dei terreni aziendali temporaneamente non utilizzati a scopi agricoli per una qualsiasi ragione (di natura economica, sociale od altra) che non rientrano nell’avvicendamento, ma suscettibili di essere utilizzati a scopi agricoli”.

Nella Tabella 2.3 sono riportate le estensioni delle aree derivanti dall’attività di aggiornamento sopra esposta e utilizzate nelle elaborazioni di scenario riportate nel capitolo 3.

Tabella 2.3 – Estensione regionale delle tipologie di aree considerate per gli scenari di ripartizione degli obiettivi FER Edificato da CTR (in rosso le cifre stimate da regressione CTR/costruito Copernicus); Parcheggi/aree di servizio da OSM (poligoni 2019); Autostrade/Ferrovie da geoportale nazionale; Seminativi da Corine Land Cover 2018; SAnU da ISTAT (agg. 2016).

Regione	Edificato	Parcheggi e aree di servizio	Autostrade e ferrovia AV	CLC 211 Seminativo non irriguo totale	CLC 211 Seminativo non irriguo al netto dei vincoli	Superficie agricola non utilizzata
	(km ²)	(km ²)	(km)	(km ²)	(km ²)	(km ²)
Abruzzo	113	5,0	331,4	1828,6	989,3	147,86
Basilicata	48	1,4	164,9	3811,1	2540,7	158,46
Calabria	146	3,9	335,4	2071,8	1225,7	106,82
Campania	292	7,6	779,4	2830,0	1728,9	115,23
Emilia-Romagna	346	27,9	951,5	9658,6	5879,5	296,48
Friuli - Venezia Giulia	125	9,3	226,9	1837,0	1272,6	59,81
Lazio	275	18,2	935,8	4851,8	2777,7	141,05
Liguria	70	56,3	187,6	62,7	27,5	94,79
Lombardia	683	6,3	1206,0	7945,5	6178,3	326,78
Marche	101	1,2	316,6	3958,3	2453,0	128,61
Molise	23	5,0	48,3	1707,3	823,0	102,54
Piemonte	411	24,4	953,9	4102,2	2929,5	801,91
Puglia	250	9,4	1117,8	6721,2	3880,6	140,93
Sardegna	119	6,3	498,5	5229,5	3092,3	272,17
Sicilia	367	9,1	575,2	8639,0	5444,9	317,15
Toscana	213	17,3	894,3	5214,2	1998,5	596,72
Trentino-Alto Adige	73	7,9	219,9	74,7	45,7	231,56
Umbria	67	6,5	365,1	2433,4	1235,6	105,7
Valle d'Aosta	12	1,8	53,5	0	0	55,75
Veneto	422	25,8	751,1	6545,5	4574,9	336,82
Totale	4155	251	10913	79523	49098	4537

2.3.1 Classificazione delle superfici edificate

Per quanto riguarda le superfici edificate, si è dedicata parte dell’attività ad affinare le stime a scala regionale con il dettaglio della destinazione d’uso industriale o commerciale rispetto alla destinazione residenziale. La classificazione della tipologia di edificato costituisce infatti un’informazione utile a fini

pianificatori, poiché la realizzazione di elevate quote di impianti su tetto richiede la messa in atto di azioni mirate alle diverse tipologie di utenza/proprietà.

In una prima fase, è stata verificata la disponibilità di dati vettoriali relativi alla presenza e alla tipologia di edificato su tutto il territorio nazionale. La Tabella 2.4 ne riporta il dettaglio per ciascuna regione.

La CTR digitalizzata risulta disponibile per 16 regioni. Per la Lombardia la cartografia vettoriale è parziale (mancano le province di Pavia, Mantova, Como, Bergamo, Brescia), mentre non è disponibile per Umbria, Campania e Sicilia (per quest'ultima non sono andati a buon fine i tentativi di acquisizione della cartografia digitale, che risulta disponibile su specifica richiesta). Per queste 4 regioni l'estensione totale dell'edificato è stata stimata per estrapolazione dalla regressione lineare tra superficie costruita (derivante dai dati del progetto Copernicus elaborati da ISPRA) e la superficie edificata calcolata sul data set delle altre regioni [6].

Per quanto riguarda invece la classificazione degli edifici, solo 14 cartografie regionali sono completate anche di una classificazione più o meno dettagliata della tipologia di edificio.

Nella Tabella 2.1 sono riportate le estensioni in km² delle tipologie di edificato "residenziale" ed "industriale/commerciale" per ciascuna regione calcolate a partire dal dato vettoriale.

Per le regioni prive di CTR o di classificazione dell'edificato si riporta un intervallo di valori stimati sulla base della ripartizione minima e massima residenziale/industriale delle altre regioni: nello specifico, 0,9/0,1 per l'Umbria; 0,63/0,37 per il Veneto.

Nel caso della regione Lombardia, per la quale la mappatura vettoriale dell'edificato disponibile è sprovvista di classificazione della tipologia di edificio, l'estensione residenziale e industriale è stata stimata mediante una apposita metodologia di analisi di immagini satellitari. Grazie a tali elaborazioni si è stimato che la superficie industriale/commerciale rappresenti approssimativamente il 32% di quella totale (in linea con il valore massimo registrato per le altre regioni). Per la descrizione della metodologia, dei risultati ottenuti si rimanda al rapporto n. 20010641 [1].

**Tabella 2.4 - Disponibilità di CTR con dati vettoriali e classificati dell'edificato regionale (e relativo anno di riferimento).
I dati tra parentesi sono stime indicative, in assenza del dato vettoriale e/o della classificazione (vedere testo per i dettagli).**

Regione	CTR Anno	Presenza di classificazione	Estensione edificato tot [km ²]	Estensione "residenziale" [km ²]	Estensione "industriale/commerciale" [km ²]	Note
Abruzzo	2007	✓	113	85	22	
Basilicata	2015	✓	48	33	7	
Calabria	2016	✗	146	(131-82)	(15-64)	
Campania	✗	✗	(292)	(262-164)	(29-128)	
Emilia-Romagna	2018	✓	346	237	104	Indicazione centri storici
Friuli-Venezia Giulia	2003	✓	125	93	28	
Lazio	1991	✓	275	145	24	
Liguria	2013	✓	70	49	10	
Lombardia	2006	✗	(683)	(423)	(260)	Mappa vettoriale dell'edificato incompleta per le province di Pavia, Mantova, Como, Bergamo, Brescia
Marche	2000	✓	101	76	25	
Molise	✗	✗	23	(13-2)	(2-10)	
Piemonte	2005	✓	411	305	106	
Puglia	2011	✓	250	212	36	
Sardegna	2001	✗	119	(67-12)	(12-52)	
Sicilia	✗	✗	(367)	(206-37)	(37-161)	Non liberamente scaricabile
Toscana	2017	✓	213	153	49	
Umbria	2006	✗	(67)	(38-7)	(7-30)	
Valle d'Aosta	2005	✓	12	10	1	
Veneto	2003	✓	422	265	109	Indicazione centri storici
P.A. Bolzano	2007	✗	38	(21-4)	(4-17)	
P.A. Trento	2017	✓	37	30	7	

3 SCENARI DI RIPARTIZIONE REGIONALE

In questo capitolo sono presentati alcuni scenari di distribuzione regionale degli obiettivi di capacità eolica e fotovoltaica considerati dalle politiche nazionali per il 2030 e il 2050 (Figura 3.1).

Per quanto riguarda gli obiettivi 2030 vengono qui presentate le simulazioni eseguite a valle delle modifiche apportate al Piano Nazionale Integrato Energia e Clima per l'approvazione definitiva, utilizzando in input il data set aggiornato secondo quanto riportato nel Capitolo 2.

Per quanto riguarda il 2050, le metodologie sono state utilizzate per supportare la valutazione degli scenari, estremamente sfidanti, in discussione per la definizione della Strategia nazionale a lungo termine sviluppati anch'essi nell'ambito di questo progetto di Ricerca di sistema (LA 1.05) [7]. In particolare, si riportano i risultati di alcune ipotesi di ripartizione regionale degli obiettivi FER, che fanno riferimento a due scenari estremi del range considerato negli scenari elaborati nell'ambito della LA 1.05 (2050-A e 2050-C della Figura 3.1).

Come si vede, tali scenari differiscono per l'obiettivo di sviluppo del fotovoltaico (nel seguito indicato con "capacità obiettivo") che nel caso minimo comporta l'installazione di 203 GW, nel caso massimo 273 GW.

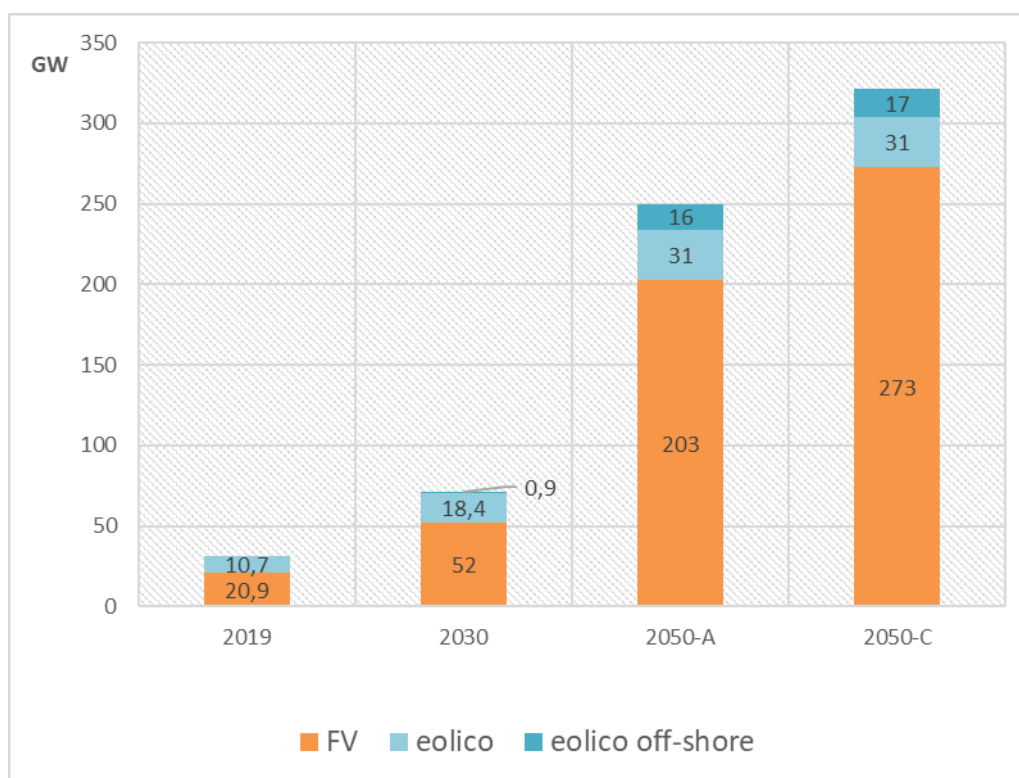


Figura 3.1 – Percorsi di evoluzione della capacità eolica e fotovoltaica totale nazionale previsti dalle politiche energetiche per la decarbonizzazione del sistema energetico italiano (fonte [7]).

Si fa presente che l'obiettivo di capacità eolica *off-shore* non è trattato in questa sede, dove si affronta principalmente il tema della occupazione di suolo da impianti FER. Per il tema della pianificazione degli impianti energetici *off-shore* si rimanda al rapporto RdS del progetto 1.8 "Energia dal mare" [8].

Nel prosieguo del capitolo, si riprende brevemente la metodologia sviluppata per l'elaborazione degli scenari di ripartizione, per poi proseguire con i risultati delle simulazioni svolte per gli obiettivi PNIEC e LTS.

I risultati per il PNIEC sono propedeutici al lavoro che si svolgerà nel corso dell'ultimo anno del progetto, a supporto diretto del Gruppo di Lavoro avviato dal MiSE a novembre 2020 per la definizione delle aree idonee alla installazione degli impianti fotovoltaici ed eolici; per questo sono qui discussi separatamente (per le due fonti), secondo l'impostazione adottata dal gruppo di lavoro.

I risultati delle simulazioni di ripartizione degli obiettivi della LTS sono invece discussi complessivamente, al solo fine di mettere in evidenza le principali criticità territoriali connesse alle ipotesi di sviluppo FER considerate.

3.1 Metodologia

Come citato in introduzione, la metodologia e gli strumenti per la creazione di scenari di ripartizione regionale delle FER sono stati messi a punto nella precedente linea di attività (LA1.03). Per chiarezza se ne riporta di seguito una sintesi, rimandando a [2] per maggiori dettagli.

Concettualmente le analisi sono state svolte secondo i seguenti passaggi:

- quantificazione su base geografica delle superfici disponibili potenzialmente adatte per ciascuna tecnologia considerata (eolico, FV su tetto, FV a terra);
- analisi del parco impianti attuale e loro localizzazione geografica;
- stima dell'occupazione delle superfici delle diverse tipologie di impianti in funzione della evoluzione tecnologica prevista;
- ipotesi di ripartizione regionale della capacità eolica e FV prevista al 2050 sulla base delle superfici disponibili.

3.1.1 Eolico

Per la distribuzione della capacità eolica è stata sviluppata una procedura in tre step successivi che prende in considerazione: la disponibilità di risorsa eolica, i vincoli territoriali e le caratteristiche e la localizzazione geografica del parco eolico esistente.

STEP 1: sono calcolate le superfici regionali eleggibili all'installazione considerando le aree con buona risorsa eolica e prive di vincoli di esclusione (aree non idonee all'eolico estrapolate dalle linee guida nazionali DM 10-9-2010 e dalle delibere regionali). Le aree con buona risorsa eolica sono mappate sulla base dei dati di producibilità specifica lorda annua dell'atlante eolico di RSE (<https://atlanteolico.rse-web.it/>) e impostando una soglia predefinita.

STEP 2: partendo dall'analisi del parco eolico esistente al 2019 (DB aerogeneratori, vedere Par.2.1), tenendo dunque conto dell'età, della taglia e della localizzazione delle macchine, viene calcolata la capacità ottenibile all'anno target attraverso interventi di repowering degli impianti a fine vita.

STEP 3: la nuova capacità eolica ancora necessaria per raggiungere l'obiettivo viene allocata in base alle aree idonee residue regionali disponibili³.

Come dati di output si ottiene, oltre alla capacità totale allocata in ciascuna regione (impianti esistenti non a fine vita + impianti ripotenziati + impianti green field), alcuni indicatori di occupazione territoriale, quali la quantità di aree ventose occupate e residue, la percentuale di suolo impermeabilizzato, la densità di potenza (MW/km²) e la densità di popolamento (n°WTG/km²) espresse su base regionale.

Nel primo step, negli scenari presentati in questo documento è stata definita la soglia di producibilità media annua pari a **2250 MWh/MW**. Valutazioni di sensitività su tale parametro saranno eseguite nella prossima LA.

³In questo passaggio una capacità pari a 4,5 GW in realizzazione (elaborazione RSE da richieste di allaccio TERNA e aste GSE già assegnate) è assegnata alle regioni interessate dagli impianti in progetto.

Le aree potenzialmente idonee, ovvero eleggibili alle installazioni eoliche sono state ricavate escludendo dal territorio nazionale le aree con le seguenti tipologie/coperture/usi del suolo:

- Aree urbane + buffer di 1 km
- Aree boschive
- Corsi d'acqua + buffer di 150 m per lato
- Specchi d'acqua dolce + buffer di 300 m
- Appennini > 1200 m slm (Legge Galasso)
- Alpi > 1600 m slm (Legge Galasso)
- EUAP (Elenco Ufficiale Aree Protette)
- SIC, ZPS, IBA, Ramsar
- Area a pericolosità di frana elevata P3 e molto elevata P4
- Area a pericolosità idraulica elevata P3
- Costa + buffer 300 m (Legge Galasso).

Non sono inclusi i vincoli storici e paesistici in quanto non è stato possibile reperire una mappatura esaustiva a scala nazionale. Anche questa parte sarà affinata nella prossima LA, una volta ottenuta la necessaria documentazione.

L'algoritmo di calcolo per il repowering consente di impostare:

- la vita utile degli impianti (nelle ipotesi adottate è posta pari a 20 anni se installati prima del 2010 e pari a 25 se installati dopo il 2010);
- coefficienti di repowering variabili in base alla vecchia taglia media di impianto (nelle ipotesi considerate variano tra 1,7 per taglie fino a 1000 kW e 1,3 per taglie superiori);
- taglia delle macchine nuove (nelle ipotesi adottate, in linea con la LTS si considera che fino al 2040 vengano installate macchine di 3,3 MW, successivamente di 4,5 MW).

Il tool computa la quota di repowering simulando anche una dinamica annuale di esecuzione degli interventi, secondo le seguenti ipotesi:

- quota annuale di impianti sottoposti a repowering: 30 %;
- durata dell'intervento: 5 anni;
- *life extension* per gli impianti in attesa di repowering o in caso di impianti avviati alla dismissione: 5 anni.

Per il calcolo del potenziale di repowering è inoltre possibile attivare o meno i diversi vincoli ambientali, ovvero consentire o non consentire interventi di repowering degli impianti a fine vita che ricadono all'interno di aree ora classificate come non idonee dalla normativa regionale.

Nello step 3 (allocazione della nuova potenza) è infine possibile impostare una soglia di densità dei WTG, per tenere conto dell'impatto cumulativo, che non può essere superata, indipendentemente dalla disponibilità di aree ventose. A seguito di analisi territoriali delle aree più densamente popolate da impianti eolici è stato individuato il valore di 0,08 WTG/km² di superficie regionale come possibile soglia di densità massima accettabile [6].

3.1.2 Fotovoltaico

Per la valutazione degli scenari di ripartizione regionale della capacità fotovoltaica necessaria al raggiungimento degli obiettivi PNIEC e LTS, è stato impostato un foglio di calcolo che consente di allocare la capacità target in base alle superfici disponibili e alle diverse ipotesi di utilizzo di queste.

STEP 0: l'informazione di partenza è la capacità **installata attuale** (anno base) di ciascuna regione, suddivisa tra tetto/tettoia e terra (dati GSE).

STEP 1: stima della potenza derivante da **revamping degli impianti installati su tetto**. In questo passaggio si calcola, per ciascuna regione, la potenza ottenibile, nell'ipotesi che all'anno target una

frazione compresa tra 0 e 1 degli impianti venga sostituita con impianti a maggior rendimento rispetto all'anno base. Si ottiene in questo modo un aumento della capacità complessiva installata su tetto a parità di superficie occupata.

STEP 2: stima della potenza derivante da **revamping degli impianti a terra**. In questo passaggio si calcola la potenza ottenibile nell'anno target, nell'ipotesi che sulle superfici interessate dagli impianti esistenti all'anno base siano installati impianti con un minore coefficiente di occupazione specifico (dato dalla combinazione di una maggiore efficienza dei pannelli e configurazione impiantistica ottimizzata - vedi paragrafo successivo). Come per lo step 1, si ottiene un aumento della capacità complessiva installata a terra a parità di superficie interessata dagli impianti.

STEP 3: stima della **potenza installabile su determinate tipologie di aree**. In questo passaggio, partendo dai dati di estensione di tipologie di aree predefinite, quantificati su base cartografica o statistica, si stima la potenza all'anno target per un'efficienza dei pannelli pari a quella adottata nello STEP 1 e un coefficiente di sfruttamento prefissato per ciascuna tipologia di area ed eventualmente differenziato per ciascuna regione. Al momento sono state considerate e stimate le seguenti categorie:

- su tetto/tettoia:
 - edifici (anche suddivisi tra residenziale e industriale/commerciale)
 - parcheggi, aree di servizio
 - sedime laterale di principali tratte viarie (autostrade e ferrovie ad alta velocità)
- a terra:
 - terreni seminativi non irrigui (al lordo e al netto di vincoli regionali)
 - superficie agricola non utilizzata.

Si noti che, ai fini del calcolo della superficie disponibile, non essendo in possesso di dettagli localizzativi degli impianti esistenti, si assume che tutta la potenza regionale su tetto sia installata su edifici, quella a terra sia installata su seminativi non irrigui e che le restanti tipologie di aree siano totalmente disponibili per nuove installazioni.

Per gli scenari al 2050, la superficie edificata subisce un incremento pari a pari a 0,22% annuo fino al 2040⁴.

Per l'installato attuale si considera un coefficiente di occupazioni medio pari a 8 m²/kW per gli impianti su tetto e di 1,9 ha/MW per gli impianti a terra.

Per gli scenari PNIEC (al 2030) e LTS (al 2050) i coefficienti di occupazione dei nuovi impianti (incluso revamping) decrescono rispettivamente a 5 e 4 m²/kW per il fotovoltaico su tetto, e a 1,1 ha/MW per il fotovoltaico a terra. Per ulteriori dettagli sulla metodologia si rimanda a [2].

3.2 Scenari di ripartizione degli obiettivi PNIEC

3.2.1 Eolico

Il PNIEC prevede di raggiungere al 2030 una capacità eolica *on-shore* di 18,4 GW, ovvero un incremento di circa 8 GW rispetto alla situazione attuale (2019).

Le riserve, condivise a molti livelli, sulla ulteriore diffusione dell'eolico in aree spesso profondamente segnate da uno sviluppo poco regolato degli impianti, conducono in primo luogo a ragionare sul contributo ottenibile col solo ripotenziamento degli impianti vetusti, che occupano, con macchine a scarsa efficienza, aree ad elevata risorsa.

Sono pertanto stati considerati i seguenti scenari a parità di soluzioni tecnologiche (taglia delle macchine; coefficiente di repowering):

⁴In accordo con l'ipotesi adottata dallo scenario LTS che dal 2040 non vi sia ulteriore crescita della superficie impermeabilizzata

- a) repowering degli impianti vetusti soltanto se ricadenti al di fuori di aree su cui oggi insistono vincoli ambientali;
- b) repowering di tutti gli impianti vetusti.

La quota di repowering è calcolata secondo le ipotesi riportate in Par. 3.1.1, considerando fine vita differenziati di 20 o 25 anni, rispettivamente per gli impianti installati fino al 2010 e dopo tale anno. La taglia degli aerogeneratori nuovi è posta pari a 3,3 MW. I risultati (Tabella 3.1) evidenziano come il solo repowering non sia sufficiente a raggiungere l'obiettivo di 18,4 GW indicato nel piano nazionale, sia nell'ipotesi più conservativa di ripristino ambientale delle aree non idonee occupate da impianti vetusti, sia nell'ipotesi di mantenerne la destinazione ad uso energetico.

È da sottolineare che, per la dinamica della realizzazione degli interventi, sono stati adottati parametri che portano a un dilazionamento della capacità installata; questo fa sì che solo una parte del potenziale da repowering, connesso agli impianti datati e suscettibili di ripotenziamento importante, sia effettivamente attivato entro il 2030. Si ritiene infatti che, senza prevedere specifiche misure che facilitino la realizzazione massiva di interventi di repowering, non si possa realisticamente immaginare tempistiche di esecuzione più rapide, in considerazione sia dell'iter autorizzativo (al momento equiparabile a quello per impianti *green field*) sia della necessità degli operatori di distribuire nel tempo i fermi impianti necessari alla sostituzione delle macchine.

Tabella 3.1 - Risultati delle simulazioni di repowering per l'obiettivo al 2030 (PNIEC). Con vincoli: interventi di repowering solo per gli impianti vetusti che insistono su aree attualmente classificate come non idonee ai sensi del DM 10 settembre 2010; Senza vincoli: interventi di repowering per tutti gli impianti a fine vita nell'orizzonte temporale considerato.

	a) Repowering con vincoli		b) Repowering senza vincoli		Installato 2019	
	MW	N° WTG	MW	N° WTG	MW	N°WTG
Abruzzo	368	130	405	141	255	238
Basilicata	2.220	844	2.293	863	1.293	641
Calabria	1.527	693	1.489	667	1.163	602
Campania	2.891	1.131	2.994	1.126	1.735	1.175
Emilia-Romagna	35	24	40	24	45	28
Friuli-Venezia Giulia	0	0	0	0	0	0
Lazio	80	36	96	41	71	45
Liguria	59	37	65	37	57	44
Lombardia	0	0	0	0	0	0
Marche	77	27	77	27	20	9
Molise	505	269	588	256	376	302
Piemonte	20	9	20	9	19	9
Puglia	2.763	1.252	3.003	1.290	2.571	1.581
Sardegna	1.165	492	1.335	531	1.055	687
Sicilia	2.312	1.222	2.404	1.207	1.894	1.534
Toscana	180	87	185	80	143	86
Trentino-Alto Adige	6	1	6	1	0	0
Umbria	3	1	3	1	2	2
Valle d'Aosta	3	3	3	3	3	3
Veneto	13	6	13	6	13	7
TOTALE	14.228	6.264	15.019	6.310	10.715	6.993
Taglia media WTG (MW)	2,27		2,38		1,53	

Per entrambi i casi si mette poi in evidenza la quota di impianti *green field* necessaria per raggiungere l'obiettivo. Tale quota viene ripartita tra le regioni in base alla disponibilità residua, ovvero la superficie eleggibile al netto della superficie già utilizzata dagli impianti risultanti dal precedente passaggio, calcolata utilizzando una densità di potenza eolica installata media pari a 6 MW/km² [9]. Si fa notare che tale valore, apparentemente sottostimato se paragonato con la densità di potenza ottenibile con *layout* ottimizzati e/o in territori pianeggianti [10] è adottato in via cautelativa anche per dar conto della esigenza di un distanziamento tra gli impianti adeguato ad evitare l'effetto cumulo.

Nella figura seguente è presentato il risultato della ripartizione regionale dello scenario b- *repowering* degli impianti vetusti anche se ricadenti in aree non idonee. Il dettaglio numerico delle potenze installabili e di alcuni indicatori territoriali considerati nelle analisi è riportato per le diverse regioni nelle tabelle Tabella 3.2 e Tabella 3.3.

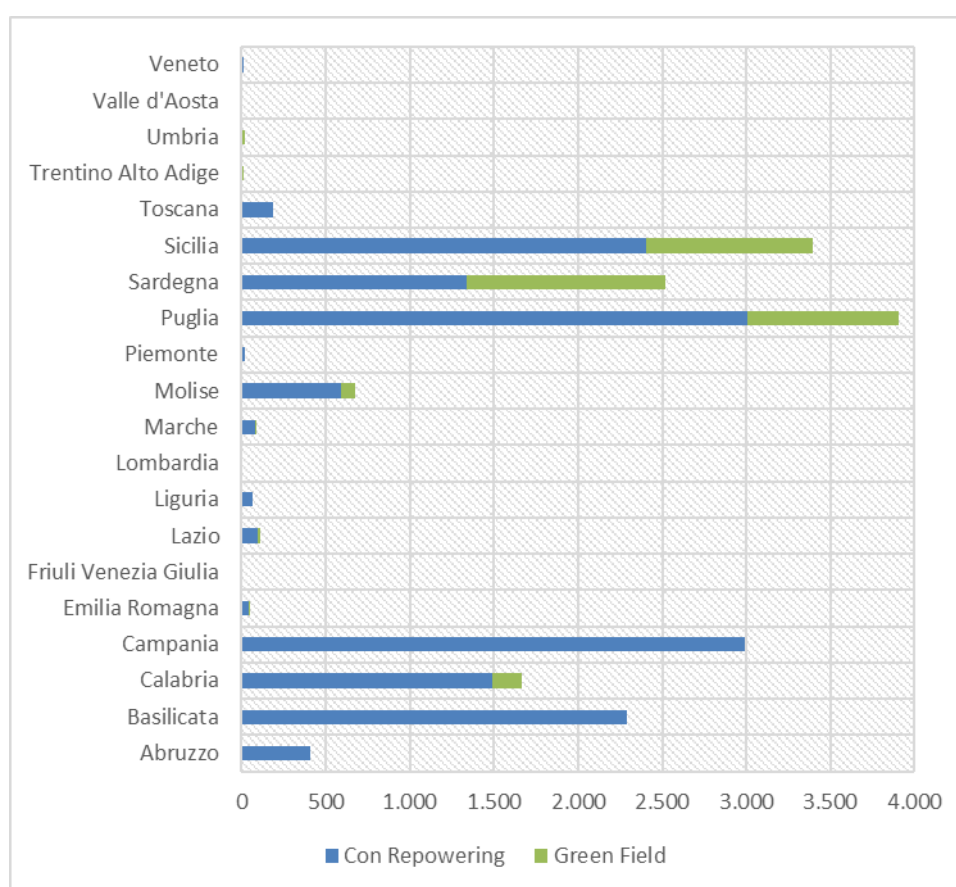


Figura 3.2 – Ripartizione regionale della capacità eolica *on shore* PNIEC (18,4 GW) - ipotesi b repowering anche degli impianti in aree vincolate.

Tabella 3.2 – Risultati scenario a) (Obiettivo 2030, repowering con vincoli): ripartizione regionale della Potenza installata e indicatori territoriali P1: potenza da ipotesi di Repowering + esistente; P2 potenza *green field*; Area "eleggibile" per eolico calcolate per una soglia di producibilità >2250 MWh/MW a 100m s.l.t. al netto dei vincoli.

	Area regionale	P1	P2	P tot totale	Area eleggibile totale	Area eleggibile residua	densità WTG
Eolico	km ²	MW	MW	MW	km ²	km ²	n°/km ²
Abruzzo	10.830	368	0	368	48	0	0,012
Basilicata	10.073	2.220	0	2.220	2.807	2.437	0,084
Calabria	15.223	1.527	221	1.748	1.310	1.019	0,050
Campania	13.670	2.891	0	2.891	759	277	0,083
Emilia-Romagna	22.513	35	6	40	33	26	0,001
Friuli-Venezia Giulia	7.860	0	0	0	0	0	0,000
Lazio	17.228	80	20	99	107	90	0,002
Liguria	5.408	59	0	59	5	0	0,007
Lombardia	23.860	0	0	0	0	0	0,000
Marche	9.401	77	4	81	31	17	0,003
Molise	4.461	505	117	622	642	539	0,068
Piemonte	25.389	20	0	20	0	0	0,000
Puglia	19.538	2.763	1.026	3.790	7.766	7.134	0,080
Sardegna	24.088	1.165	1.499	2.663	7.344	6.900	0,039
Sicilia	25.833	2.312	1.260	3.571	6.395	5.800	0,062
Toscana	22.986	180	0	180	28	0	0,004
Trentino-Alto Adige	13.601	6	0	6	1	1	0,000
Umbria	8.464	3	20	24	98	94	0,001
Valle d'Aosta	3.261	3	0	3	0	0	0,001
Veneto	18.424	13	0	13	0	0	0,000
TOTALE	302.112	14.228	4.172	18.400	27.374	24.333	0,025

Tabella 3.3 – Risultati scenario b) (Obiettivo 2030, repowering senza vincoli): ripartizione regionale della Potenza installata e indicatori territoriali P1: potenza da ipotesi di Repowering + esistente; P2 potenza *green field*; Area "eleggibile" per eolico calcolate per una soglia di producibilità >2250 MWh/MW a 100m s.l.t. al netto dei vincoli.

	Area regionale	P1	P2	P totale	Area eleggibile totale	Area eleggibile residua	densità WTG
Eolico	km ²	MW	MW	MW	km ²	km ²	n°/km ²
Abruzzo	10.830	405	0	405	48	0	0,013
Basilicata	10.073	2.293	0	2.293	2.807	2.424	0,086
Calabria	15.223	1.489	176	1.665	1.310	1.033	0,047
Campania	13.670	2.994	0	2.994	759	260	0,082
Emilia-Romagna	22.513	40	4	44	33	25	0,001
Friuli-Venezia Giulia	7.860	0	0	0	0	0	0,000
Lazio	17.228	96	15	111	107	88	0,003
Liguria	5.408	65	0	65	5	0	0,007
Lombardia	23.860	0	0	0	0	0	0,000
Marche	9.401	77	3	80	31	17	0,003
Molise	4.461	588	90	679	642	529	0,064
Piemonte	25.389	20	0	20	0	0	0,000
Puglia	19.538	3.003	901	3.904	7.766	7.115	0,080
Sardegna	24.088	1.335	1.181	2.516	7.344	6.925	0,037
Sicilia	25.833	2.404	994	3.398	6.395	5.829	0,058
Toscana	22.986	185	0	185	28	0	0,003
Trentino-Alto Adige	13.601	6	0	6	1	0	0,000
Umbria	8.464	3	16	19	98	95	0,001
Valle d'Aosta	3.261	3	0	3	0	0	0,001
Veneto	18.424	13	0	13	0	0	0,000
TOTALE	302.112	15.019	3.381	18.400	27.374	24.341	0,024

3.2.2 Fotovoltaico

Per il fotovoltaico sono stati considerati i tre seguenti scenari, elaborati a partire dal data set delle aree disponibili aggiornato secondo quanto riportato in (Par.2.3):

- scenario senza capacità aggiuntiva a terra, ovvero i circa 40 GW che dovranno essere installati in aggiunta all'attuale FV (circa 12 GW) sono collocati solo su tetto;
- scenario con incremento della capacità installata a terra, nella stessa proporzione attuale (ca. 40% contro il 60% installato su tetto) ripartita tra le regioni in base alla presenza di aree agricole di tipo seminativo non irriguo, fuori da aree a vincolo ambientale;
- come lo scenario b), ma con ripartizione regionale della capacità a terra in base alla presenza di superfici agricole non utilizzate – le cosiddette SAnU (Par.2.3).

Nei grafici che seguono sono illustrati i risultati della ripartizione della potenza su terra e su tetto/tettoia per i tre scenari considerati, mentre nella tabella successiva si riportano i risultati in termini di percentuale di occupazione delle superfici regionali.

Gli indicatori di occupazione evidenziano che, dal punto di vista puramente tecnico, lo scenario **a)** è probabilmente fattibile, poiché comporta l'innalzamento a 4,3% del valore medio nazionale su tetto contro il 2,3 % della situazione risultante al 2019, con valore massimo del 7% per il Trentino-Alto Adige (che ad oggi presenta l'occupazione massima pari a 4,6%). Dal punto di vista operativo, tuttavia, lo scenario appare più complesso, soprattutto in considerazione dell'elevato grado di frammentazione degli interventi che tale scenario comporta.

Queste considerazioni suggeriscono la necessità di prevedere il ricorso a impianti di taglia industriale da collocare a terra, auspicabilmente su aree già impermeabilizzate, fortemente degradate e/o a destinazione d'uso industriale.

La quantificazione di tali tipologie di aree è oggetto delle attività del già citato Gruppo di Lavoro per le aree idonee e sarà pertanto approfondito nel corso della prossima LA. In questi scenari preliminari ci si è limitati a considerare in via propedeutica ai lavori del GdL l'ipotesi che gli impianti a terra continuino ad essere collocati principalmente sui terreni agricoli.

In particolare lo scenario **b)** rappresenta la situazione BAU, con gli impianti a terra collocati su terreni di tipo seminativo non irriguo (classe predominante per gli impianti FV >1MW - Figura 2.4); nello scenario **c)** invece si è considerata la superficie agricola non utilizzata, la cui conversione ad uso energetico potrebbe portare benefici diretti ed indiretti utili al rilancio del settore agricolo (vedere paragrafo 4.2).

Pur comportando variazioni dei contributi delle singole regioni (ad esempio la Lombardia passa da 6000 MW dello scenario **a)** a meno di 5000 MW dello scenario **c)**, in tutti e tre gli scenari il contributo maggiore risulta a carico di Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna, Piemonte e Puglia.

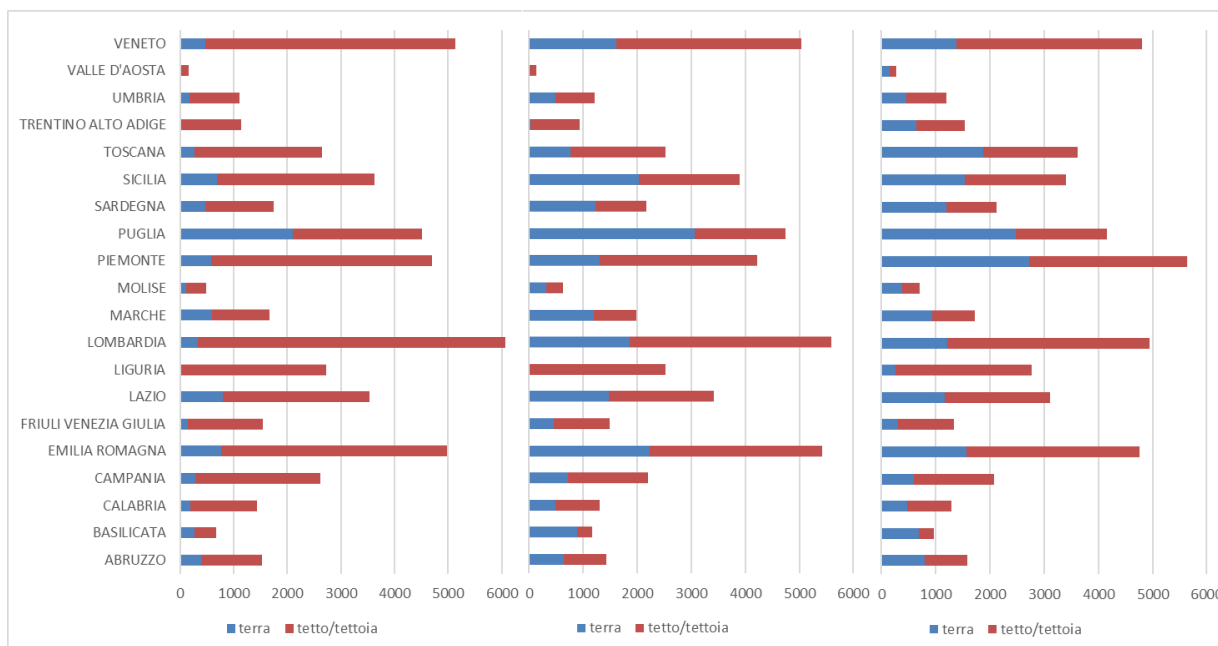


Figura 3.3 – Ripartizione regionale della capacità fotovoltaica obiettivo PNIEC (52.000 MW) nei 3 scenari considerati: senza ulteriore installazione a terra (sx); ulteriore capacità a terra (40% del totale) ripartita in base ai seminativi non irrigui (al centro) o in base alle SANU (a dx).

Tabella 3.4 - Percentuali di occupazione delle superfici regionali da parte degli impianti FV esistenti e ipotizzati al 2030.

	Riferimento uso del suolo		Occupazione impianti 2018		Occupazione impianti 2030 no aggiuntiva a terra		Occupazione impianti 2030 con aggiuntiva a terra		
	Area edificata/ area regionale	Area impermeabilizzata/ area regionale	Area su tetto/ Area edificata	Area a terra/ area regionale	Area su tetto/ Area edifici	Area a terra/ area regionale	Area su tetto/ Area edifici	(su seminativi) Area a terra/ area regionale	(su SANU) Area a terra/ area regionale
Regione	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Abruzzo	1,05	5,05	2,4%	0,068%	4,8%	0,068%	3,4%	0,093%	0,108%
Basilicata	0,48	3,33	1,8%	0,047%	4,2%	0,047%	2,8%	0,117%	0,094%
Calabria	0,97	5,06	1,9%	0,022%	4,3%	0,022%	2,9%	0,044%	0,043%
Campania	2,15	10,65	1,5%	0,039%	3,9%	0,039%	2,4%	0,074%	0,065%
Emilia-Romagna	1,54	9,71	3,1%	0,063%	5,5%	0,063%	4,0%	0,135%	0,102%
Friuli-Venezia Giulia	1,60	8,83	2,6%	0,032%	5,0%	0,032%	3,5%	0,077%	0,055%
Lazio	1,60	8,24	1,7%	0,084%	4,1%	0,084%	2,7%	0,129%	0,109%
Liguria	1,29	8,16	1,2%	0,002%	3,6%	0,002%	2,2%	0,003%	0,054%
Lombardia	2,86	12,86	2,4%	0,026%	4,8%	0,026%	3,4%	0,099%	0,068%
Marche	1,07	7,08	4,0%	0,115%	6,4%	0,115%	5,0%	0,187%	0,156%
Molise	0,52	3,99	2,2%	0,045%	4,7%	0,045%	3,2%	0,096%	0,113%
Piemonte	1,62	6,87	2,1%	0,041%	4,5%	0,041%	3,0%	0,073%	0,136%
Puglia	1,29	8,20	2,3%	0,199%	4,7%	0,199%	3,2%	0,254%	0,220%
Sardegna	0,49	3,71	2,7%	0,035%	5,1%	0,035%	3,7%	0,070%	0,069%
Sicilia	1,43	7,09	1,6%	0,049%	4,0%	0,049%	2,6%	0,107%	0,085%
Toscana	0,93	7,07	2,1%	0,022%	4,5%	0,022%	3,1%	0,045%	0,099%
Trentino-Alto Adige	0,54	4,56	4,6%	0,002%	7,0%	0,002%	5,6%	0,003%	0,053%
Umbria	0,80	5,56	3,7%	0,039%	6,1%	0,039%	4,6%	0,079%	0,076%
Valle d'Aosta	0,37	2,88	1,5%	0,001%	3,9%	0,001%	2,4%	0,001%	0,052%
Veneto	2,29	12,10	2,9%	0,048%	5,3%	0,048%	3,8%	0,117%	0,103%
TOTALI	1,38	7,57	2,3%	0,053%	4,8%	0,053%	3,3%	0,097%	0,097%

3.3 Scenari di ripartizione degli obiettivi LTS

In questa sezione si propongono i risultati di alcune ipotesi di ripartizione regionale della capacità eolica e fotovoltaica necessaria al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione nazionali discussi nell'ambito della Long Term Strategy [7].

Nello specifico, sono considerati gli scenari 2050-A e 2050-C riportati nella Figura 3.1.

Per l'eolico entrambi gli scenari prevedono un obiettivo *on shore* pari a 31 GW, mentre per il fotovoltaico l'obiettivo passa dai 203 GW dello scenario 2050-A ai 273 GW dello scenario 2050-C.

Le simulazioni per la ripartizione regionale seguono ipotesi analoghe a quelle adottate per il PNIEC.

Per l'eolico il modello procede con passo annuale al calcolo del repowering degli impianti a fine vita fino all'anno target con le medesime impostazioni adottate per il 2030, tranne che per la taglia degli aerogeneratori che, in accordo con le ipotesi generali della LTS, sale a 4,5 MW a partire dal 2040 [7].

Per il FV sono considerati, per entrambi gli obiettivi, uno scenario in cui si prevede il revamping degli impianti esistenti, senza ulteriore aggiunta di impianti a terra, e uno scenario con impianti a terra nella proporzione attuale (40% della potenza totale) ripartiti in base alla superficie agricola (seminativo non irriguo al netto delle aree vincolate).

I risultati sono illustrati nei grafici di Figura 3.4 e Figura 3.5.

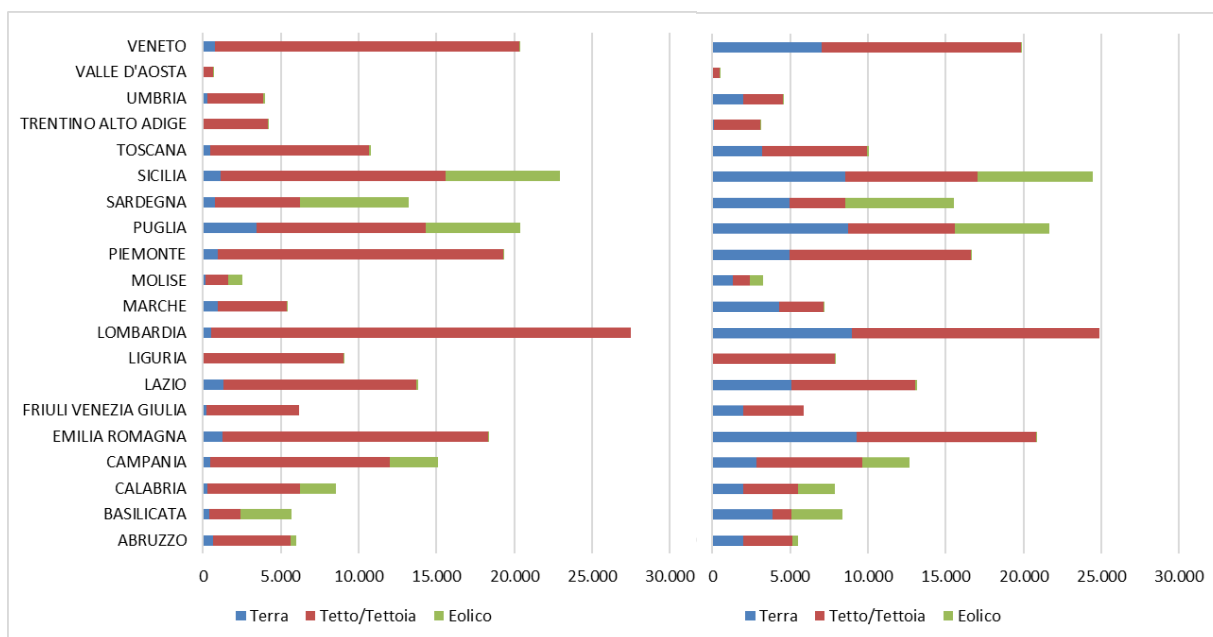


Figura 3.4 – Ripartizione regionale della capacità FER [in MW] dello scenario LTS 203+31 GW, suddivisa per le componenti FV a terra, FV su tetto/tettoia, Eolico. A sinistra: ipotesi senza ulteriore FV a terra e revamping dell'esistente; a destra, con aumento della capacità a terra (40% dell'obiettivo). La capacità a terra è distribuita in proporzione all'estensione dei terreni agricoli di tipo seminativo non irriguo, al netto dei principali vincoli ambientali.

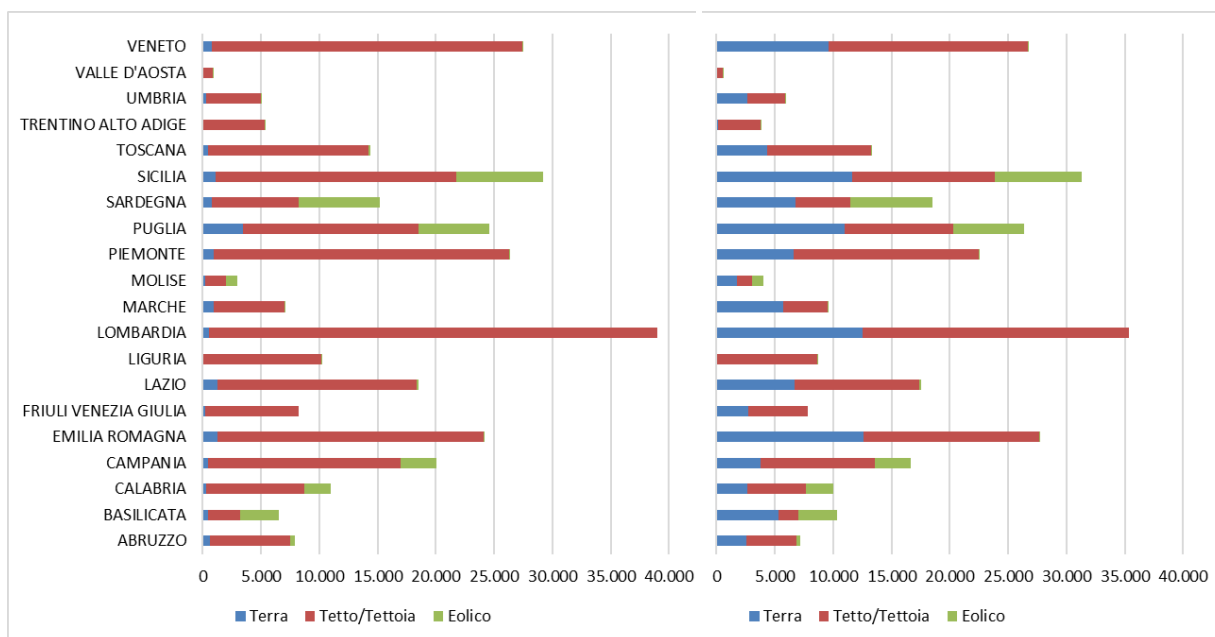


Figura 3.5 – Ripartizione regionale della capacità FER [in MW] dello scenario LTS 273+31 GW, suddivisa per le componenti FV a terra, FV su tetto/tettoia, Eolico. A sinistra: ipotesi senza ulteriore FV a terra e revamping dell'esistente; a destra, con aumento della capacità a terra (40% dell'obiettivo). La capacità a terra è distribuita in proporzione all'estensione dei terreni agricoli di tipo seminativo non irriguo, al netto dei principali vincoli ambientali.

In primo luogo, come già osservato per i risultati al 2030, si rileva che in tutti gli scenari Lombardia, Sicilia, Puglia, Veneto, Emilia-Romagna e Piemonte forniscono i maggiori contributi all'obiettivo complessivo.

In particolare, con il contributo cumulato di queste 6 regioni si consegue il 55% dell'obiettivo di potenza FER totale. Analogamente, le medesime 4 regioni (Trentino-Alto Adige, Umbria, Molise e Valle d'Aosta) contribuiscono nel complesso a meno del 3% del totale.

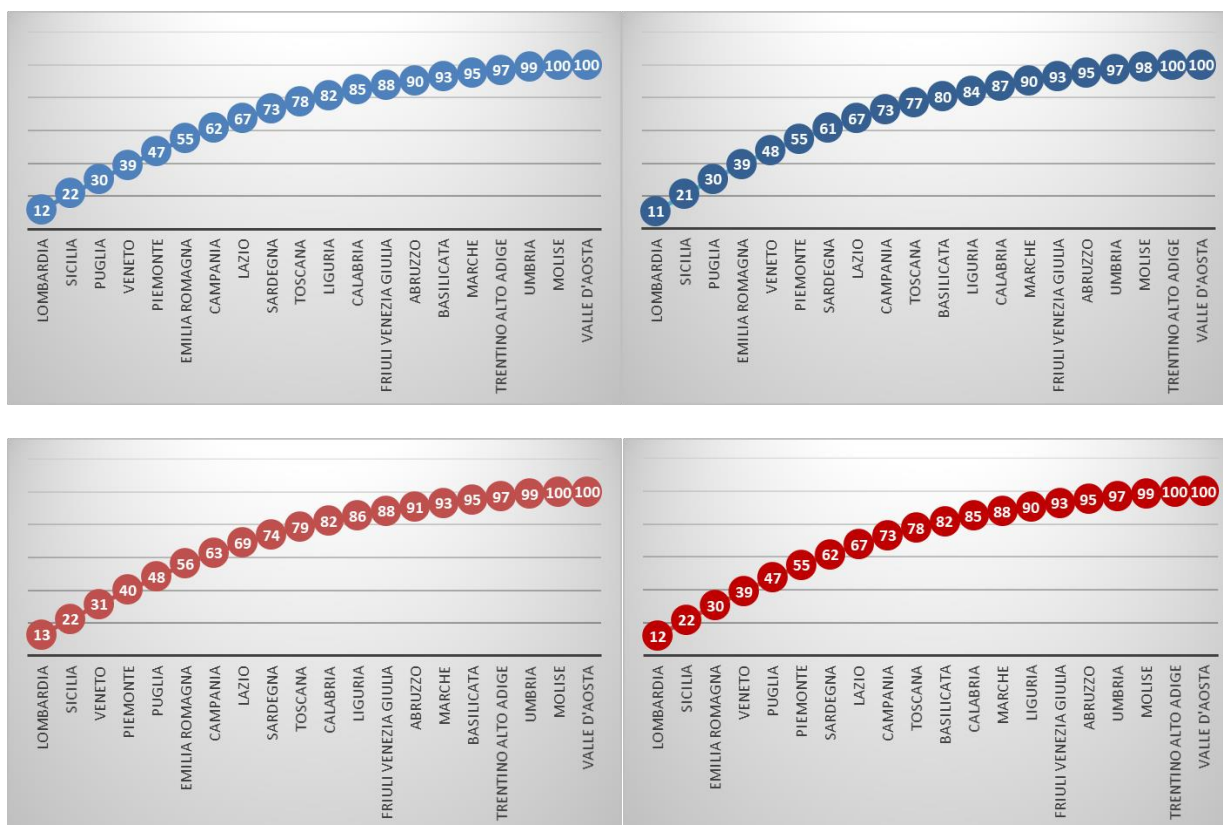


Figura 3.6 – Contributo regionale FER cumulativo. Sopra scenario LTS 203+31 GW; sotto scenario LTS 273+31 GW; a sx SENZA capacità FV aggiuntiva a terra; a dx CON capacità FV aggiuntiva a TERRA (40%).

Analizzando invece nel dettaglio gli indicatori di occupazione delle superfici (Tabella 3.5), si vede come gli scenari che prevedono il solo sviluppo su tetto comportano valori decisamente elevati, pari in media al 14,7 e 21,3 % rispettivamente per lo scenario 205 GW e 273 GW.

Considerando invece una potenza aggiuntiva a terra, i valori scendono a 8,4% nello scenario LTS 2050-A, e a 12,4% per LTS 2050-C.

Se confrontate con le condizioni tecniche attuali, si tratta di numeri in ogni caso critici. Si osservi infatti che se da una parte per il potenziale tecnico si considera generalmente il 25% dell'estensione totale di una copertura (tenendo conto dell'esposizione e di altri usi che ne riducono la superficie utile), dall'altra la effettiva disponibilità dell'edificato nazionale per installazioni fotovoltaiche potrebbe essere molto inferiore per questioni strutturali, morfologiche, di stato di conservazione, localizzazione, ecc.

Tenendo conto inoltre che in questi scenari sono state allocate quote particolarmente ambiziose su altre superfici impermeabilizzate/costruite, quali parcheggi, aree di servizio e infrastrutture viarie, risulta chiaro come il ricorso a installazioni fotovoltaiche a terra non possa che essere preso in considerazione nella strategia energetica nazionale a lungo termine.

In relazione a questo aspetto, nel prossimo capitolo sono riportati i risultati degli studi avviati sul tema del fotovoltaico galleggiante e dell'agrivoltaico, prospettati dal mondo tecnico-scientifico come soluzioni impiantistiche sostenibili e utili a risolvere le conflittualità sull'uso del suolo legate ai grandi impianti fotovoltaici.

Tabella 3.5 – Valori di occupazione percentuale degli impianti su edifici rispetto all'estensione totale degli edifici nei diversi scenari.

indicatori di occupazione	Area su tetto/ Area edifici			
	No aggiuntivo a terra		Tetto 60% terra 40%	
	LTS - A (203 GW)	LTS - C (273 GW)	LTS - A (203 GW)	LTS - C (273 GW)
Regione	%	%	%	%
Abruzzo	14,8%	21,4%	8,5%	12,4%
Basilicata	14,3%	20,9%	7,9%	11,9%
Calabria	14,4%	21,0%	8,0%	12,0%
Campania	14,0%	20,6%	7,6%	11,6%
Emilia-Romagna	15,3%	21,9%	9,1%	13,0%
Friuli-Venezia Giulia	14,9%	21,5%	8,6%	12,6%
Lazio	14,2%	20,8%	7,8%	11,8%
Liguria	13,7%	20,4%	7,3%	11,3%
Lombardia	14,8%	21,4%	8,5%	12,4%
Marche	16,2%	22,6%	10,0%	13,8%
Molise	14,6%	21,2%	8,3%	12,3%
Piemonte	14,5%	21,1%	8,1%	12,1%
Puglia	14,7%	21,3%	8,4%	12,3%
Sardegna	15,0%	21,6%	8,7%	12,7%
Sicilia	14,1%	20,7%	7,7%	11,7%
Toscana	14,5%	21,1%	8,2%	12,2%
Trentino-Alto Adige	16,7%	23,1%	10,5%	14,4%
Umbria	15,8%	22,4%	9,6%	13,5%
Valle d'Aosta	14,0%	20,6%	7,6%	11,6%
Veneto	15,2%	21,7%	8,9%	12,8%
TOTALI	14,7%	21,3%	8,4%	12,4%

In merito all'impatto sul territorio della capacità eolica obiettivo della LTS, si evidenzia come la ripartizione in base alle superfici eleggibili stimate in questo studio (aree a producibilità specifica >2250 MWh/MW, prive di vincoli ambientali) comporti sostanzialmente l'installazione di impianti in Puglia, Sardegna e Sicilia (Figura 3.7).

In termini di numero di aerogeneratori presenti sul territorio, si osserva un incremento significativo solo nel caso della Sardegna, in quanto nelle altre regioni la capacità totale sarebbe ottenuta principalmente con interventi di repowering (Figura 3.8) che prevedono la sostituzione delle macchine di piccola taglia con macchine fino a 4,5 MW, a partire dal 2040.

Si sottolinea tuttavia che tale ipotesi, benché basata su evidenze di un progresso tecnologico in atto, potrebbe essere troppo ottimistica se applicata a tutte le aree ventose italiane, considerate le peculiarità orografiche di queste.

Si precisa che nel corso del prossimo anno si procederà ad approfondire anche per l'eolico il tema delle aree idonee, e in particolare ad includere nelle stime anche vincoli di carattere paesaggistico che saranno

messi a disposizione dalle Regioni nell'ambito del GdL (Gruppo di Lavoro) per la definizione delle aree idonee.

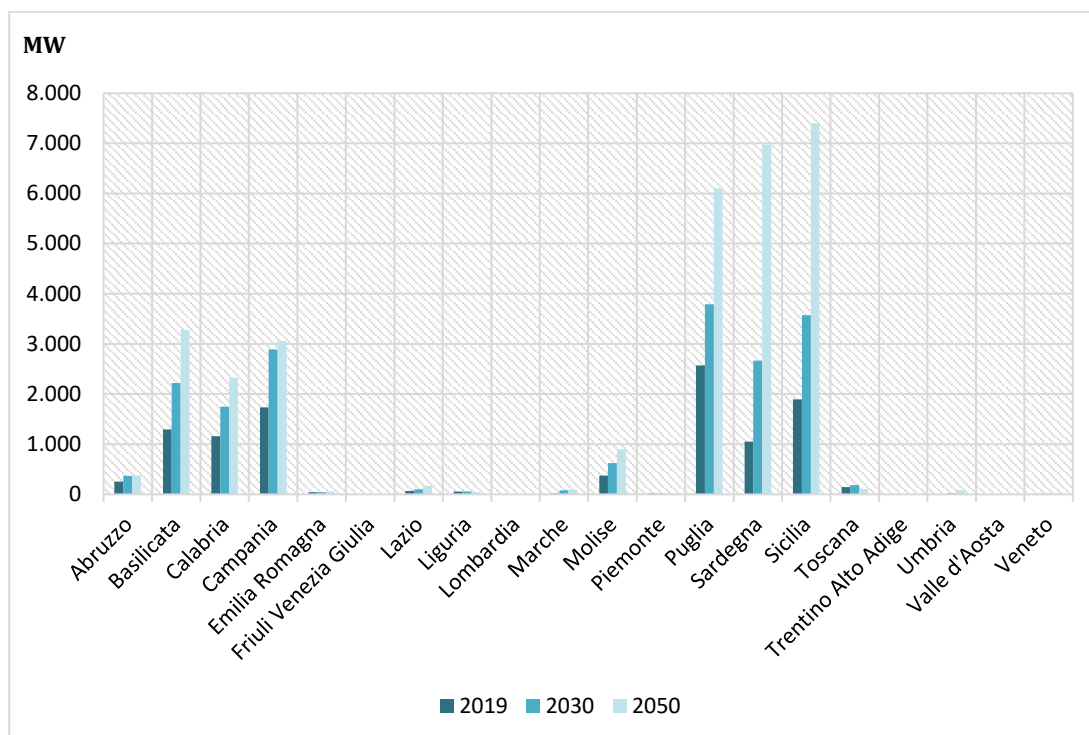


Figura 3.7 - Ripartizione regionale risultante della potenza eolica obiettivo PNIEC e LTS.

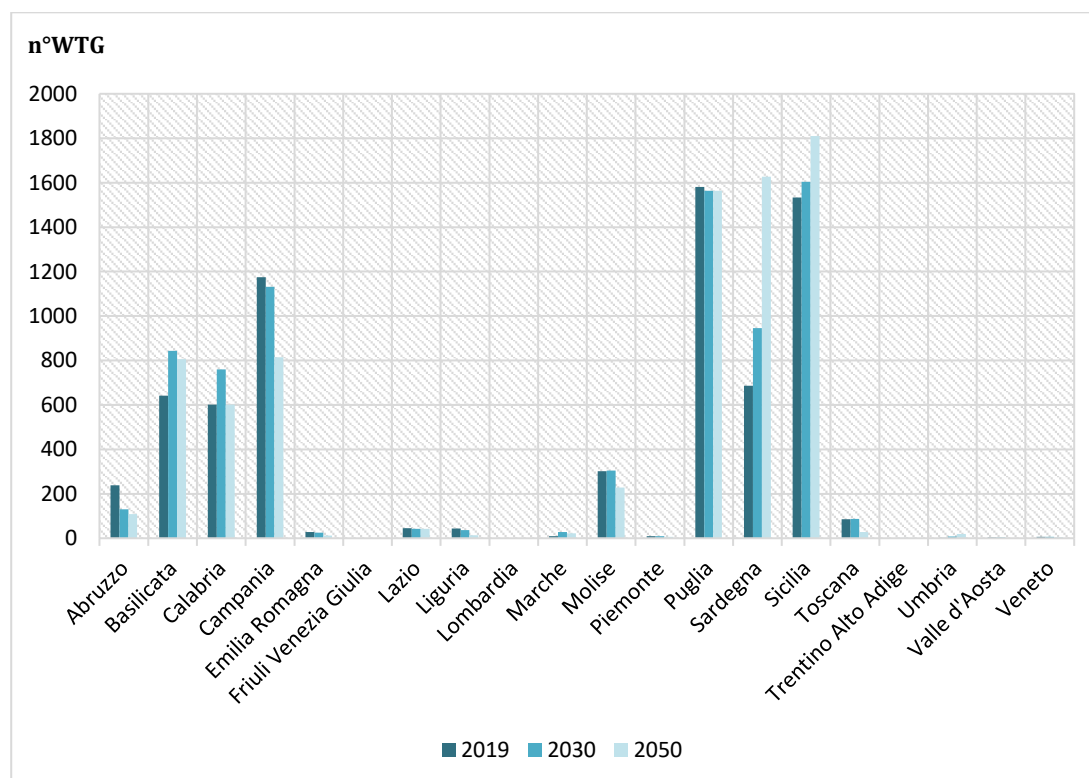


Figura 3.8 – Numero di aerogeneratori per ciascuna regione risultanti dagli scenari per la ripartizione dell'obiettivo di potenza PNIEC e LTS.

4 STUDI SULLE AREE DISPONIBILI PER GRANDI IMPIANTI FV

4.1 Potenzialità del fotovoltaico galleggiante

Il fotovoltaico galleggiante, *floating photovoltaic* - FPV, consiste in un sistema di produzione di energia elettrica da fotovoltaico nel quale i pannelli sono installati sulla superficie dell'acqua per mezzo di strutture flottanti. Esso sta ricevendo negli ultimi anni moltissima attenzione, tanto da venire ipotizzato come il terzo pilastro del fotovoltaico dopo il FV a terra e quello su tetto [11]. Nell'ultimo report del Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS) [12] si evidenzia come la sua crescita a livello globale sia stata notevolmente rapida, soprattutto se si pensa che nel 2014 erano installati circa 10 MWp, nel 2018 1,3 GWp e a settembre 2020⁵ sono stati superati i 2 GW (Figura 4.1).

Il FPV è installato principalmente su bacini d'acqua dolce quali laghi, riserve di acqua potabile, bacini ad uso idroelettrico, bacini di cava, bacini industriali, bacini per il trattamento delle acque o bacini di raccolta di acqua ad uso irriguo. Esistono e sono in progetto anche grossi impianti *nearshore* installati in zone lagunari (Taiwan e Corea del Sud), quindi in acque salmastre, e piccoli impianti sperimentali *offshore* in mare (Norvegia e Maldive).

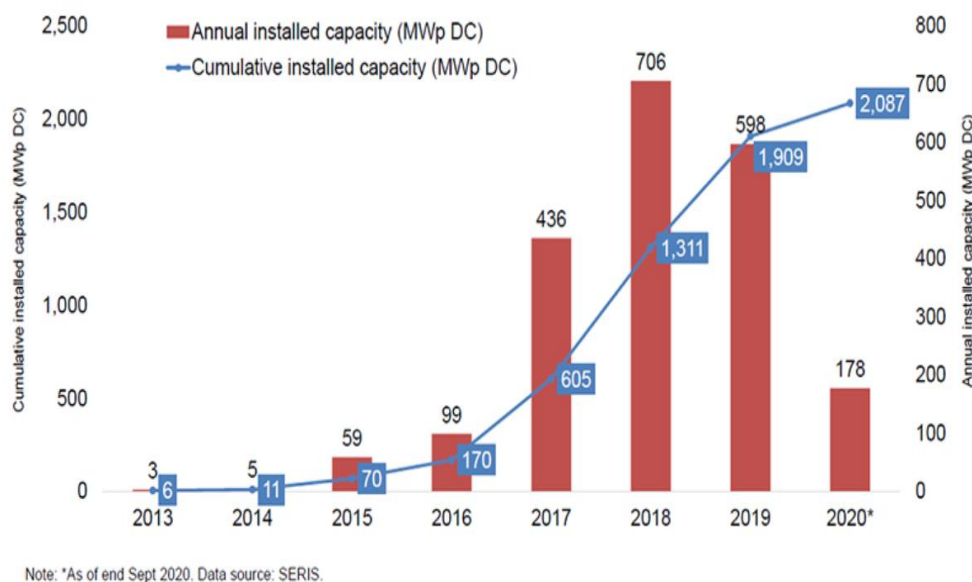


Figura 4.1 – Capacità globale installata annualmente e cumulativa [12].

Un tipico sistema FPV è rappresentato in Figura 4.2, dove sono visibili i principali componenti. Oltre all'impianto fotovoltaico vero e proprio, è presente la struttura di galleggiamento, formata da telai e galleggianti, che oltre a sostenere i pannelli fotovoltaici è necessaria per garantire la stabilità del sistema e la sua camminabilità per la manutenzione.

Fondamentale è anche il sistema di ancoraggio e ormeggio, il cui scopo è quello di impedire i movimenti dell'impianto indotti dal vento, dalle correnti e dalle fluttuazioni del livello dell'acqua, e di garantire l'orientamento ottimale per la produzione energetica. In base alla dimensione dell'impianto, alla conformazione del bacino e alla sua batimetria, alla fluttuazione prevista del livello dell'acqua nel bacino si preferiscono soluzioni di ancoraggio al fondo, alla riva oppure a pali (o una loro combinazione), con ormeggi rigidi, tesi o incatenati.

L'inverter è di solito posizionato su una struttura galleggiante separata o anche a terra.

⁵ Non sono ancora disponibili stime a fine 2020.

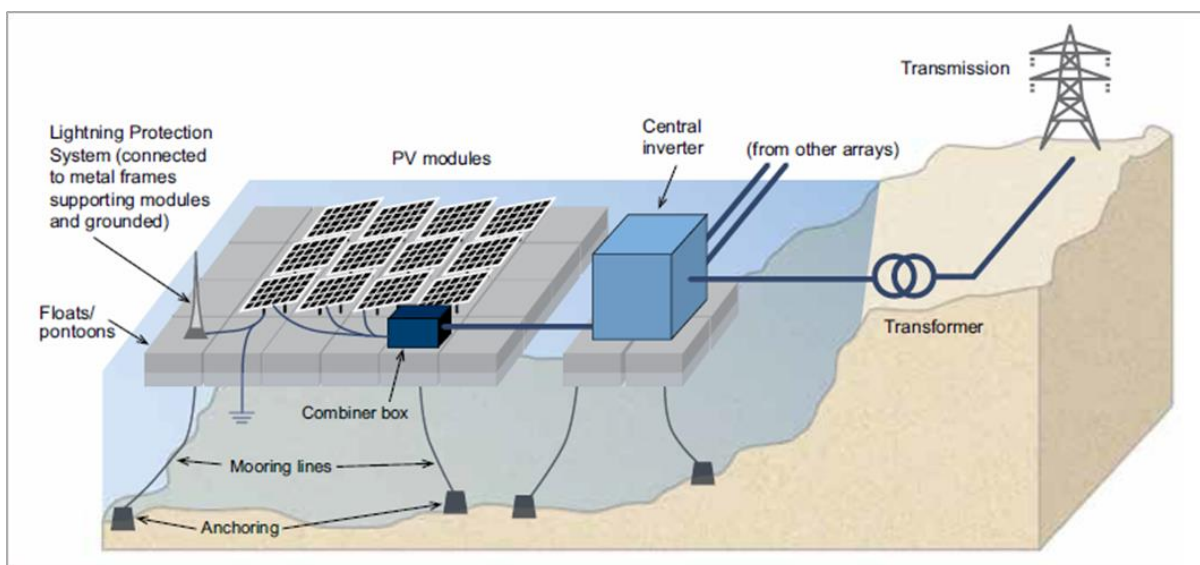


Figura 4.2 - Schema della struttura di un impianto fotovoltaico galleggiante con rappresentazione delle componenti principali [13].

Come riportato in [14], esistono diverse tipologie di configurazioni dei supporti flottanti, tutte basate su galleggianti in HDPE (*high density polyethylen* – polietilene ad alta densità). Nella configurazione denominata di **classe 1** sui galleggianti sono montati sostegni in metallo per i pannelli FV che consentono di modificare l'inclinazione (*tilt*) in base alla latitudine (Figura 4.3); nella **classe 2**, la soluzione al momento più economica e diffusa, i pannelli sono montati direttamente su galleggianti in HDPE (Figura 4.4). Esiste anche una configurazione (**classe 3**) molto solida, ma anche più costosa, costituita da un telaio metallico accoppiato ad elementi flottanti, che possono costituire piattaforme molto grandi; NRG Island è un produttore italiano di questo tipo di strutture (Figura 4.4).

Il FPV è considerato dai produttori di energia elettrica una tecnologia molto promettente e sta attirando l'attenzione dei governi di diversi Paesi densamente popolati dove esiste una forte competizione tra i diversi usi del suolo e la superficie a terra disponibile è limitata.

Non è un caso che il primo impianto sperimentale (20 kW) sia stato installato in Giappone nel 2007 e questo Paese sia ancora tra i maggiori installatori. Il primo impianto commerciale (175 kW) è entrato in funzione nel 2008 in California. Da allora impianti sempre più grandi, fino a qualche centinaio di MW, sono stati installati soprattutto in Cina, Giappone, Corea del Sud, Taiwan, Gran Bretagna, India, Stati Uniti e Cambogia (Figura 4.6).

I più grossi impianti FPV cinesi sono stati installati in bacini creati dall'allagamento di enormi aree di miniere di carbone collassate. L'installazione del più grande impianto FPV è terminata a fine 2020 a Taiwan con l'allaccio alla rete di 181 MWp galleggianti in una zona lagunare. È stata inoltre annunciata la costruzione di un gigantesco impianto di 2,1 GW in Corea del Sud all'interno della diga che ha separato la zona di estuario di Saemangeum dal mar Giallo (quindi un altro impianto *nearshore*).

Impianti più piccoli, inferiori ai 2 MWp, sono stati realizzati in Paesi come Australia, Belgio, Brasile, Cile, Colombia, Francia, Germania, Indonesia, Israele, Italia, Malesia, Paesi Bassi, Panama, Filippine, Portogallo, Singapore, Spagna, Svezia, Thailandia e Tunisia.

La maggior parte dei piccoli impianti installati in Paesi europei erano soprattutto a scopo dimostrativo e di ricerca, anche per testare accorgimenti tecnologici accoppiabili ai sistemi solari galleggianti, come per esempio sistemi di concentrazione e inseguimento.

Il primo impianto FPV ad inseguimento è stato installato in Italia, in un bacino di irrigazione di un'azienda vinicola nel 2011 (Figura 4.3).

Dal punto di vista della sperimentazione e ricerca sul FPV Singapore è particolarmente all'avanguardia: qui ha sede infatti l'importante centro di ricerca SERIS, uno tra i più importanti a livello internazionale per la ricerca sulla fonte solare, che detiene il più grande impianto FPV sperimentale con una potenza di 1 MW divisa in 10 diversi *test bed* per altrettante tecnologie, attivo dal 2016.



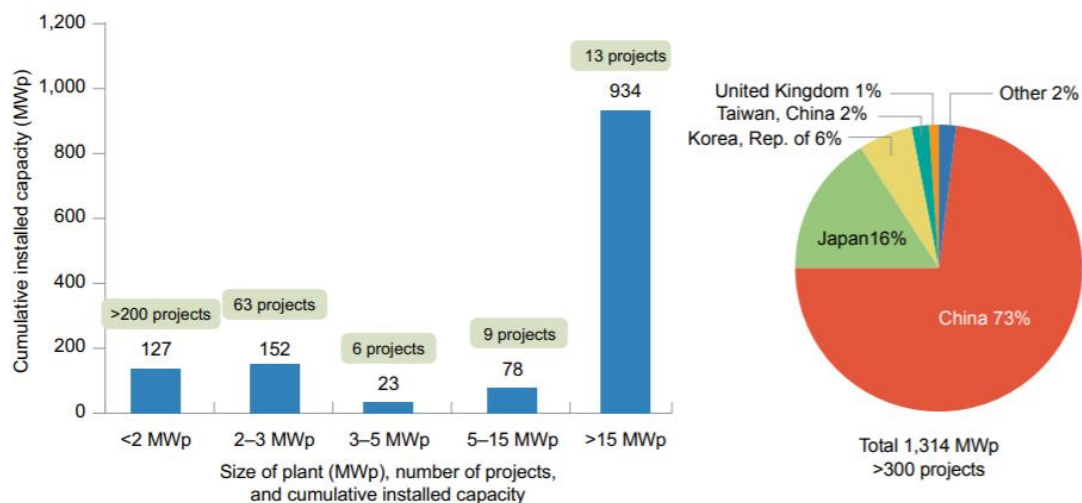
Figura 4.3 - Impianto classe 1 realizzato dal gruppo Koiné Multimedia a Suvereto (Livorno), (in particolare a sinistra a visibile il telaio della piattaforma prima del posizionamento dei pannelli PV [14].



Figura 4.4 - Impianto Class 2 realizzato con la tecnologia *Hydrelia* di Ciel & Terre negli Stati Uniti [14].



Figura 4.5 - impianto di Bubano (Bologna) realizzato da NRG Island [14].



Source: World Bank Group, ESMAP, and SERIS 2019.

Note: MWp = megawatt-peak. Some projects may have been omitted, despite efforts to compile exhaustive list.

Figura 4.6 – Distribuzione degli impianti in base alla loro taglia (a sinistra) e % della capacità installata nei diversi Paesi a fine 2018 [13].

Per quanto riguarda il potenziale globale del FPV, secondo stime condotte da SERIS nel 2019 (Figura 4.7), esso potrebbe essere pari a 4000 GWp, un valore davvero considerevole. Tale stima è stata condotta considerando l'ipotetica copertura del 10% della superficie di tutti i bacini artificiali censiti nel GRaND (Global Reservoir and Dam Database) [15].

Continent	Total surface area available (km ²)	Number of water bodies assessed	FPV potential (GWp)			Possible annual energy generation (GWh/year)		
			Percentage of total surface area used			Percentage of total surface area used		
			1%	5%	10%	1%	5%	10%
Africa	101,130	724	101	506	1,011	167,165	835,824	1,671,648
Middle East and Asia	115,621	2,041	116	578	1,156	128,691	643,456	1,286,911
Europe	20,424	1,082	20	102	204	19,574	97,868	195,736
North America	126,017	2,248	126	630	1,260	140,815	704,076	1,408,153
Australia and Oceania	4,991	254	5	25	50	6,713	33,565	67,131
South America	36,271	299	36	181	363	58,151	290,753	581,507
Total	404,454	6,648	404	2,022	4,044	521,109	2,605,542	5,211,086

Source: SERIS calculations based on the Global Solar Atlas © World Bank Group (2019) and the GRaND database, © Global Water System Project (2011).

Note: GWh = gigawatt-hour; GWp = gigawatt-peak; km² = square kilometers; PV = photovoltaic.

Figura 4.7 – Stima del potenziale mondiale di FPV su bacini artificiali.

Tra i bacini artificiali considerati in queste stime, molti sono bacini a scopo idroelettrico. Il loro utilizzo a scopo di installazione di FPV è tuttavia controverso. Un ulteriore studio del potenziale FPV installabile sui soli bacini idroelettrici [16] ha valutato nel 25% la massima copertura della superficie affinché l'impianto galleggiante non subisca danni a causa delle fluttuazioni del livello dell'acqua cui sono soggetti i bacini idroelettrici. Secondo questa assunzione il potenziale da FPV sui soli bacini idroelettrici potrebbe arrivare a ben 4400 GW.

Il primo piccolo impianto su bacino idroelettrico è stato installato in Portogallo (220 kWp) nel 2016.

Il grosso **vantaggio tecnologico** del FPV deriva principalmente dal maggiore rendimento di questi impianti grazie al raffreddamento naturale offerto dall'essere installati sull'acqua e dall'assenza di polvere.

In un recentissimo studio del 2021, in cui sono state comparate le prestazioni di impianti *floating* in due differenti zone climatiche (Paesi Bassi e Singapore) rispetto ad un analogo impianto a terra [17], si è stimato un guadagno nel rendimento energetico variabile tra il 3% nei Paesi Bassi (clima marittimo temperato) e il 6% a Singapore (clima tropicale). In [18] simulazioni modellistiche precedenti per aree nordeuropee avevano fornito possibili performance di FPV superiori del 13% rispetto ad un analogo sistema a terra grazie al raffreddamento naturale dato dal suo posizionamento in acqua.

In caso di installazione nello specchio d'acqua di un bacino idroelettrico, la letteratura tecnica evidenzia diversi vantaggi, a favore del concessionario, tra cui la possibilità di utilizzare infrastrutture di rete già esistenti. Inoltre, il funzionamento accoppiato dei due impianti garantirebbe una produzione elettrica meno discontinua, in cui l'azionamento delle turbine idroelettriche smusserebbe le discontinuità di produzione del FV, come riportato in [19]. Secondo [20] la potenza dell'impianto FPV sul bacino dovrebbe essere pari a quella dell'impianto idroelettrico per minimizzare i costi e sfruttare al massimo i vantaggi di questi sistemi ibridi.

In generale, l'installazione di FPV su bacini artificiali è ben vista in quanto avrebbe il vantaggio di ridurre l'evaporazione di acqua dal bacino (stimata fino al 40% in aree particolarmente calde [21]). In [22] viene calcolata una riduzione fino al 90% dell'evaporazione nel caso di bacini totalmente coperti rispetto a bacini scoperti (con una stima di 1,1 m³ H₂O non evaporati per m² di FPV installato), mentre secondo [23], con una parziale copertura del 10 % l'evaporazione si ridurrebbe tra il 7% e il 19%.

Come già accennato, si stanno già sviluppando installazioni anche in acque marine *nearshore* (aree lagunari) e sono in corso studi per impianti *offshore* [12], dove il potenziale spazio disponibile sarebbe ancora maggiore. Il segmento del FPV *offshore* è ancora ad uno stadio molto preliminare in quanto non è possibile trasferire semplicemente la stessa tecnologia utilizzata in acqua dolce, ma è necessario applicare tecnologie e materiali già utilizzati nell'industria marina. Le condizioni marine infatti, rispetto a quelle delle acque interne, presentano parecchie sfide quali la maggiore intensità di vento, onde e correnti, la salinità dell'acqua e la formazione di incrostazioni biologiche che potrebbero influenzare la stabilità meccanica delle strutture di sostegno.

Ciò detto, è evidente che tutti i vantaggi finora esposti vertono sulla possibilità di mantenere invariata o addirittura aumentare la produzione energetica sia che si consideri il solo impianto FPV che un impianto ibrido FPV e idroelettrico. Anche quando si considera il non consumo di suolo tra i suoi vantaggi, si sta semplicemente spostando l'impatto dell'intervento dalla matrice terrestre a quella acquatica. L'interfaccia aria-acqua è fondamentale per il funzionamento dell'ecosistema acquatico e ogni variazione che incide su questa potrebbe portare ad alterazioni più o meno significative e più o meno prevedibili della dinamica chimico-fisica del corpo idrico (influenzata fortemente dalle forzanti atmosferiche) e di conseguenza sulla sua catena trofica.

Per questo motivo è necessario che siano valutati con rigore tutti i possibili **effetti e impatti ambientali**, sui quali c'è ancora incertezza e poco consenso della comunità scientifica.

In [24] si evidenzia come le questioni degli effetti del FPV sull'ecosistema acquatico siano ancora largamente inesplorati ed auspica la necessità di valutare anche gli impianti ecologici sul corpo idrico: i risultati di due recenti ricerche bibliografiche ([25] e [26]) su oltre 200 studi rilevano che la maggior parte di essi è focalizzata sulle valutazioni tecnico economiche.

Per esempio, uno dei benefici addotti dagli installatori è che la copertura della superficie con i pannelli, consentendo di controllare la quantità di luce che raggiunge il bacino (dalla quale dipende la fotosintesi clorofilliana) possa limitare la crescita di alghe tossiche e successivamente ridurre il consumo di ossigeno conseguente alla degradazione di grosse quantità di biomassa algale [27]. Dall'altro lato, una riduzione

eccessiva della luce dovuta all'ombreggiamento potrebbe uccidere i produttori primari pelagici (come le microalghe) con conseguente impatto dannoso su tutta la catena alimentare [24].

È da sottolineare però che associare la sola riduzione della crescita algale ad un miglioramento della qualità delle acque possa essere riduttivo: infatti, modifiche della crescita algale sono dovute ad un eccesso di nutrienti (in particolare azoto e fosforo) che comunque si accumulerebbero nel bacino.

Inoltre, la schermatura di parte della radiazione solare potrebbe portare a variazioni del profilo termico del bacino e quindi a modifiche dei fenomeni di rimescolamento delle acque e quindi della disponibilità di ossigeno e nutrienti [28].

In [24], in particolare, si definisce che la copertura percentuale ottimale di un bacino idroelettrico a scopo FV potrebbe essere tra il 40 e il 60%, valori inferiori non avrebbero nessun effetto sull'ipotetica crescita algale e valori superiori potrebbero creare problemi di gestione del bacino idroelettrico per la produzione energetica.

Un ultimo aspetto da segnalare riguarda l'impatto visivo di questi impianti, soprattutto per quegli impianti che potrebbero trovare collocazione in bacini in aree utilizzate a scopo ricreativo, come sottolineato tra i possibili impatti ambientali in [29].

A seguito di queste considerazioni, è evidente che l'installazione di impianti fotovoltaici sulle acque interne in Italia, e in Europa, dove la normativa di tutela pone particolare attenzione alla qualità ecologica dei corpi idrici, non si possa immaginare generalizzata a tutti i corpi idrici del territorio, senza ulteriori approfondimenti sugli impatti ambientali. Il gigantesco impianto installato a Taiwan in zona lagunare non è stato soggetto a valutazione di impatto ambientale in quanto non prevista per gli impianti FV, pur andando ad interessare un habitat particolarmente sensibile. La stessa cosa si potrebbe dire dell'impianto in progetto in Corea del Sud, anch'esso installato in un'area di estuario, tipologia di area tipicamente soggetta a tutela ambientale dalla nostra normativa.

In Italia, il Testo Unico ambientale (D.lgs. 152/2006) che recepisce la Direttiva europea sulle acque prevede che tutti i corpi idrici – siano essi laghi naturali o artificiali come i serbatoi idroelettrici- facenti parte integrante del reticolo idrografico, vadano salvaguardati dal punto di vista ecologico e siano adottate tutte le azioni di tutela e recupero per ottenere un buono stato di **qualità ecologica** del corpo idrico stesso.

Per questo motivo, si ritiene opportuno considerare in via cautelativa e preliminare, in attesa di approfondimenti scientifici, l'installazione di FPV solo su raccolte d'acqua prettamente artificiali (laghi di cava, bacini di irrigazione, bacini industriali, ecc.) ed eventualmente su altri bacini solo con finalità sperimentali o laddove sia ipotizzabile una pluralità di benefici non solo energetici (ad esempio se la necessità fondamentale fosse abbattere l'evaporazione).

In quest'ottica si è condotta una prima stima del potenziale FPV per la Lombardia, considerando una frazione della superficie dei suoi bacini artificiali. In particolare, a partire dal database di Destinazione d'Uso dei Suoli Agricoli e Forestali (DUSAF), nella sua versione aggiornata al 2018, sono stati considerati solamente i bacini idrici artificiali (classe 5122) e i bacini idrici da attività estrattive interessanti la falda (classe 5123); i primi sono complessivamente 1524 elementi e occupano una superficie di 40,577 km², mentre i secondi sono 427 e occupano 21,373 km². A valle delle considerazioni sopra esposte sono stati esclusi dalla valutazione i bacini artificiali legati a produzione idroelettrica e tutti i bacini ricadenti in aree di tutela ambientale secondo il database delle Aree Protette, aggiornato al 2020, della Regione Lombardia, che rappresentano poco più del 50% della superficie iniziale.

Sono stati creati quindi tre scenari, caratterizzati da una differente occupazione della superficie del bacino:

1. **conservativo**, con copertura del **10%** della superficie;
2. **intermedio**, con copertura del **30%** della superficie;
3. **non conservativo**, con copertura del **50%** della superficie.

Per i calcoli si è utilizzata una densità di potenza del FV pari a 110 MWp/km² [14] e in via preliminare è stata ipotizzata una taglia minima di impianto di 200 kWp (con una occupazione di circa 1800 m²) sotto la quale l'intervento si ritiene non sostenibile economicamente.

Da queste analisi risulta che si potrebbero installare 149 MW (1,35 km²) nel primo scenario, 550 MW (5 km²) nel secondo scenario, 964 MW (8,76 km²) nel terzo scenario.

Gli ordini di grandezza di questi risultati meritano sicuramente attenzione e ulteriori approfondimenti alla luce degli obiettivi regionali al 2030 e al 2050 per il FV presentati nel precedente capitolo 3.

4.2 Agrivoltaico: principi e opportunità

Come già detto, la transizione verso un sistema energetico sostenibile passa attraverso obiettivi sfidanti che prevedono, tra l'altro, una drastica crescita del fotovoltaico al 2030 e 2050 (32 GWp e fino a 270 GW rispettivamente).

D'altro canto, il fotovoltaico rappresenta elemento imprescindibile non solo per la decarbonizzazione del sistema energetico, ma più in generale per la riduzione di un insieme di potenziali impatti su molteplici matrici ambientali. Diversi studi di Life Cycle Assessment mettono in evidenza come il fotovoltaico rappresenti una tecnologia a basso impatto ambientale. Ad esempio in [29] gli impatti lungo l'intero ciclo di vita per kWh prodotto da fotovoltaico risultano di gran lunga inferiori a quelli degli impianti a ciclo combinato a gas naturale (che rappresentano la tecnologia a minor impatto tra quelle a fonti fossili), per un ampio set di categorie di impatto ambientale prese in considerazione (cambiamenti climatici, eutrofizzazione delle acque, acidificazione atmosferica, smog fotochimico, particolato). Inoltre, in un'ottica di scenario è l'incremento del fotovoltaico, insieme a quello dell'eolico, a determinare la transizione verso un mix elettrico italiano a minor impatto ambientale al 2030, con particolare evidenza (riduzioni più marcate) per le categorie di impatto Cambiamenti Climatici ed Eutrofizzazione delle acque. [30].

Non va tralasciato, inoltre, il fatto che tecnologie come il fotovoltaico (e l'eolico), che non richiedono l'utilizzo di acqua in fase di esercizio, rappresentano anche una soluzione per una maggiore resilienza del sistema in condizioni incerte di disponibilità idrica [31], questione sempre più importante per le politiche energetiche dei prossimi anni.

L'unico trade-off ambientale rilevante va individuato per le installazioni di impianti fotovoltaici a terra nel consumo del suolo [29].⁶

Essendo il consumo di suolo la criticità più evidente per uno sviluppo massiccio del fotovoltaico diventa importante esplorare soluzioni innovative per le installazioni a terra in cui più usi del suolo possano coesistere, generando benefici concorrenti se non anche reciproci. In particolare, di prioritaria importanza è la competizione tra uso energetico e uso agricolo del suolo stante la rilevanza nelle politiche di sviluppo sostenibile del FEW- Food Energy Water Nexus.

Con il termine Agrivoltaico si intende un sistema ibrido agricoltura-energia, in cui le colture agricole vengono coltivate all'ombra parziale dell'infrastruttura solare [31].

In [31] si evidenzia come l'Agrivoltaico possa rappresentare in ambienti aridi una soluzione per massimizzare i raccolti, fornire acqua alle piante in modo efficiente e al contempo generare energia rinnovabile. Le piante che crescono in un ambiente agrivoltaico ricevono meno luce, ma è stato dimostrato che questo è associato, in ambienti aridi, a effetti positivi in termini di ridotta perdita evaporativa di umidità del suolo. L'efficacia e l'entità dell'effetto positivo dipende dalla specie vegetale. L'utilizzo di un sistema Agrivoltaico consente di migliorare l'efficienza nell'utilizzo di acqua per l'irrigazione grazie alla minore evapotraspirazione, di limitare l'inibizione della fotosintesi dovuta allo stress di calore e luce e conseguentemente aumentare l'assorbimento di carbonio per la crescita e la riproduzione delle colture e di ridurre la temperatura dei pannelli fotovoltaici, migliorandone l'efficienza [31].

Le simulazioni condotte in [32] mostrano un aumento di oltre il **30% del valore economico** delle aziende agricole che utilizzano sistemi agrivoltaici, considerando il valore dell'elettricità generata accoppiato alla produzione di colture tolleranti all'ombra. L'utilizzo di colture tolleranti all'ombra consente, secondo lo

⁶ Di entità poco significativa invece il maggior impatto (sempre calcolato sul ciclo di vita) associabile alla crescita del fotovoltaico al 2030, in termini di consumo di risorse minerali (che sarà comunque presumibilmente ridotto dalla penetrazione nel mercato di tecnologie fotovoltaiche innovative, quali ad esempio le celle bifacciali ad eterogiunzione). [30]

studio, di minimizzare le perdite di resa delle colture stesse e quindi mantenerne stabile il prezzo. Si stima inoltre un aumento della potenza FV tra i 40 e i 70 GW, se la sola coltivazione della lattuga fosse convertita in sistemi agrivoltaici negli Stati Uniti.



Figura 4.8 – Esempio di installazione agrivoltaica dove le coltivazioni beneficiano dell’ombreggiamento fornito dai moduli (fonte [34]).

Uno dei progetti più vasti sul tema è l’Innovative Site Preparation and Impact Reductions on the Environment (InSPIRE) [33] che prevede diversi filoni di attività su molteplici siti sperimentali negli Stati Uniti. Uno di questi filoni riguarda lo sviluppo di solare a basso impatto in cui viene preservata la salute del suolo su cui viene installato l’impianto, mediante la piantumazione di vegetazione autoctona e di altre piante benefiche per le api e altri impollinatori. L’obiettivo in questo caso è creare un beneficio indiretto per le coltivazioni adiacenti. L’altro filone di ricerca si sviluppa su diversi siti sperimentali in cui vengono testati i benefici della coltivazione di diverse colture agricole all’ombra dei pannelli solari, in termini di utilizzo più efficiente dell’acqua e protezione da temperature elevate. Risultati preliminari di tale filone di ricerca suggeriscono un miglioramento della resa della coltura (es: pomodoro ciliegino nel sito sperimentale realizzato in Arizona). Contemporaneamente, sono in corso di valutazione gli effetti positivi in termini di produzione elettrica dal momento che la presenza di vegetazione sottostante può contribuire, come già detto, a ridurre la temperatura del pannello a vantaggio dell’efficienza dell’impianto.

Nello studio [34] avente ad oggetto il sistema Agrovoltaico® (un sistema brevettato di agrivoltaico a inseguimento) è stata sviluppata una piattaforma software, accoppiando un modello di radiazione e ombreggiamento al generico simulatore di crescita delle colture GECROS. La simulazione è stata

condotta utilizzando un dataset climatico di 40 anni di una località del Nord Italia, e diverse configurazioni di Agrovoltaico (che differiscono in base alla densità dei pannelli e alla configurazione del tracker). Ai risultati sono state aggiunte simulazioni di controllo di un raccolto di mais irrigato in piena luce. I risultati confermano che la riduzione della radiazione solare influenza la temperatura media del suolo, l’evapotraspirazione e l’equilibrio idrico del suolo, **fornendo in media condizioni più favorevoli per la crescita delle piante rispetto a quelle in piena luce**. Inoltre, dallo studio emerge come il vantaggio di coltivare mais all’ombra del sistema Agrovoltaico risulti aumentato proporzionalmente allo stress da siccità.

Considerazioni analoghe sono riportate in [35]: le misurazioni del microclima a livello di coltura al di sotto dei pannelli fotovoltaici suggeriscono che, in un clima mediterraneo secco, questi sistemi possono contribuire ad alleviare lo stress climatico e a risparmiare acqua. I risultati della ricerca condotta mostrano che l’ombreggiatura delle colture irrigate consente di **risparmiare il 14–29% di acqua** (evapo-traspirata), a seconda del livello di ombra creato e della tipologia di coltura.

In termini generali, quindi, un impianto Agrovoltaico potrebbe compensare gli impatti di condizioni meteorologiche estreme riducendo il fabbisogno idrico, aumentare la resa delle colture, e al contempo incrementare l’efficienza di produzione di energia fotovoltaica, nonché in specifiche condizioni, apportare benefici indiretti, svolgendo servizi ecosistemici (es: condizioni di favore per insetti impollinatori).

Dagli studi di letteratura emerge come i sistemi agrivoltaici possano essere una soluzione per aumentare la resilienza delle colture ai cambiamenti climatici e allo stesso tempo consentire uno sviluppo ulteriore del fotovoltaico a terra, in un'ottica di basso impatto ambientale, ovvero senza compromettere l'uso del suolo dedicato all'agricoltura.

Trattandosi, tuttavia, di soluzioni innovative di recente applicazione e ancora in fase sperimentale, sono auspicabili ulteriori approfondimenti per testare e misurare gli effettivi benefici e le condizioni o le colture agricole per cui tali benefici risultano essere più significativi.

Possibili spunti di ricerca nell'ambito del tema "rinnovabili e territorio" potrebbero riguardare l'individuazione di aree vocate all'agrivoltaico, ovvero di aree agricole a rischio di stress idrico e climatico dove la presenza di un impianto agrivoltaico risulti particolarmente efficace in un'ottica di *FEW nexus*. Particolare attenzione andrebbe riservata alle superfici agricole non utilizzate anche in considerazione del fatto che il valore combinato di produzione energetica ed agricola potrebbe rendere economicamente sostenibile un recupero delle stesse.

5 CONCLUSIONI

Le metodologie messe a punto in questa linea di attività permettono di valutare come le regioni potrebbero contribuire al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione nazionali, consentendo di esplorare la sostenibilità di diverse ipotesi di sfruttamento del territorio e di far emergere le criticità legate a potenziali conflitti con le altre politiche di tutela ambientale e di conservazione del suolo.

I risultati evidenziano chiaramente che l'installazione della capacità eolica e fotovoltaica prevista in ambito di Long Term Strategy comporti necessariamente soluzioni di forte compromesso rispetto alle posizioni attualmente tenute in termini di conservazione dell'uso del suolo, se nel frattempo non emergeranno nuove tecnologie di generazione da FER in grado di rivoluzionare profondamente l'impronta territoriale delle tecnologie attuali.

Si tratta naturalmente di risultati preliminari e del tutto indicativi, che non possono sostituirsi ad una pianificazione ben ponderata che dovrà tenere conto della compatibilità delle politiche energetiche con gli altri piani regionali, in particolare quelli paesistici; essi tuttavia sono utili ad evidenziare le criticità legate agli obiettivi di decarbonizzazione a lungo termine e a stimolare l'individuazione di soluzioni sostenibili e di compromessi condivisi.

L'attività nel prossimo anno si concentrerà specificamente sulle necessità legate all'implementazione del PNIEC, ovvero sul percorso che prevede, anche attraverso lo sviluppo di specifici strumenti normativi, la definizione di aree idonee all'installazione delle diverse tipologie di impianti FER (eolici e fotovoltaici). RSE parteciperà infatti, su invito del MiSE, al Gruppo di Lavoro "Aree Idonee e non idonee" avviato a novembre 2020. Al tavolo parteciperanno il Ministero dell'Ambiente, il Ministero delle Politiche Agricole, il Ministero dei Beni Culturali, il coordinamento Energia delle Regioni (Sardegna) ed altre sei Regioni che hanno aderito volontariamente all'iniziativa, in rappresentanza delle Regioni. RSE e GSE, chiamati a partecipare ai lavori, forniranno contributi in termini di dati, metodologie e analisi.

In particolare, si prevede uno specifico approfondimento sulla definizione di tipologie di aree vocate o eleggibili all'installazione degli impianti, grazie alla discussione con i rappresentanti regionali e ministeriali, nonché di poter procedere a stime accurate della loro estensione, potendo disporre di una base dati estensiva e condivisa. Si prevede anche di proseguire con lo studio delle tematiche relative alla disponibilità di superfici per i grandi impianti fotovoltaici a terra, partendo dagli spunti di ricerca illustrati nel capitolo 4 relativamente al tema del fotovoltaico galleggiante e dell'agrivoltaico.

In collaborazione con GSE si prevede infine di completare la mappatura degli impianti, in particolare degli impianti fotovoltaici a terra (ad oggi limitata agli impianti >1MW), al fine di rilevare le principali caratteristiche geografiche e tipologie di uso del suolo prevalenti delle installazioni fotovoltaiche.

6 BIBLIOGRAFIA

- [1] M. Aiello, «Applicazioni di metodi di telerilevamento satellitari per l'acquisizione di dati utili alla pianificazione energetica,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 20010642, Milano, 2020.
- [2] E. Garofalo, D. Airoidi, G. Stella e M. Volonterio, «Metodologie e strumenti per la valutazione della distribuzione territoriale delle fonti eolica e fotovoltaica in scenari di decarbonizzazione,» Ricerca di Sistema, RSE, n.20000200, Milano, 2019.
- [3] «OpenStreetMap,» [Online]. Available: <https://www.openstreetmap.org>.
- [4] «Copernicus - Europe's eyes on Earth,» [Online]. Available: <https://www.copernicus.eu/it>.
- [5] Alterach, Julio Alberto; Lembo, Ettore; Airoidi, Davide; Stella, Giuseppe; Vergata, Milena Angelina; Colucci, Francesca; Vannini, Claudio; Garofalo, Elisabetta, «Atlante Integrato per il Sistema Energetico Nazionale e le fonti rinnovabili (ai:SEN),» Ricerca di Sistema, RSE, n. 18007806, Milano, 2018.
- [6] Garofalo, Elisabetta; Airoidi, Davide ; Lembo, Ettore; Marazzi, Ruggero; Stella, Giuseppe, «Valutazioni sulla disponibilità di aree e indicatori di consumo di suolo per il parco di generazione fotovoltaica ed eolica ipotizzabile in scenari di policy al 2030,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 18008433, Milano, 2018.
- [7] M. Gaeta, C. N. Businge, F. Lanati e A. Gelmini, «Scenari di neutralità climatica a supporto della Long Term Strategy,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 20010221, Milano, 2020.
- [8] D. Airoidi e S. Bozzi, «Criteri per la valutazione di aree marine italiane potenzialmente adatte alla produzione di energia da moto ondoso,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 20010732, Milano, 2020.
- [9] P. Denholm, M. Hand, M. Jackson e S. Ong, «Land Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States,» National Renewable Energy Laboratory (NREL) Technical report, Boulder, Colorado, US, 2009.
- [10] P. Enevoldsen e M. Z. Jacobson, «Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide,» *Energy for Sustainable Development*, vol. 60, pp. 40-51, 2021.
- [11] M. Acharya e S. Devraj, «Floating Solar Photovoltaic (FSPV): A Third Pillar to Solar PV Sector ?, TERI Discussion Paper:Output of the ETC India Project,» The Energy and Resources Institute - TERI, New Delhi, 2019.
- [12] Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS) - National University of Singapore (NUS), «SERIS Annual Report 2020,» Singapore, Dicembre 2020.
- [13] World Bank Group, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) and Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS), «Where Sun Meets Water: Floating Solar Market,» World Bank, Washington DC - USA, 2019.
- [14] M. Rosa-Clot e G. M. Tina, Floating PV Plants, Elsevier, 2020.
- [15] SEDAC - Socioeconomic Data and Applications Center, «Global Reservoir and Dam (GRanD), v1,» [Online]. Available: <https://sedac.ciesin.columbia.edu/data/collection/grand-v1>. [Consultato il giorno 31 01 2021].
- [16] J. Farfan e C. Breyer, «Combining Floating Solar Photovoltaic Power Plants and Hydropower Reservoirs: A Virtual Battery of Great Global Potential,» *Energy Procedia*, vol. 155, pp. 403-411, 2018.
- [17] M. Dörenkämper, A. Wahed, A. Kumar, M. Jong, K. Jan e T. Reindl, «The cooling effect of floating PV in two different climate zones: A comparison of field test data from the Netherlands and Singapore,» *Solar Energy*, vol. 214, pp. 239-247, 2021.
- [18] S. Z. Golroodbari e W. van Sark, «Simulation of performance differences between offshore and land-based photovoltaic systems,» *Progress in photovoltaics*, vol. 28, n. 9, pp. 873-886, 2020.

- [19] B. Ming, P. Liu, L. Cheng, Y. Zhou e X. Wang, «Optimal daily generation scheduling of large hydro–photovoltaic hybrid,» *Energy Conversion and Management*, vol. 171, pp. 528-540, 2018.
- [20] R. Cazzaniga, M. Rosa-Clot, P. Rosa-Clot e G. M. Tina, «Integration of PV floating with hydroelectric power plants,» *Heliyon*, vol. 5, n. 6, p. e01918, 2019.
- [21] F. Helfer, C. Lemckert e H. Zhang, «Impacts of climate change on temperature and evaporation from a large reservoir in Australia,» *Journal of Hydrology*, vol. 475, pp. 365-378, 2012.
- [22] M. E. Taboada, L. Cáceres, T. A. Graber, H. R. Galleguillos, L. F. Cabeza e R. Rojas, «Solar water heating system and photovoltaic floating cover to reduce evaporation: Experimental results and modeling,» *Renewable Energy*, vol. 105, pp. 601-615, 2017.
- [23] F. B. Scavo, G. M. Tina, A. Gagliano, L. Merlo e F. Bizzarri, «Assessment of the evaporation rate in reservoir partially covered by floating photovoltaic plants,» in *2020 11th International Renewable Energy Congress (IREC)*, Hammamet, Tunisia, 2020.
- [24] J. Haas, J. Khalighi, A. de la Fuente, S. U. Gerbersdorf, W. Nowak e P.-J. Chen, «Floating photovoltaic plants: Ecological impacts versus hydropower operation flexibility,» *Energy Conversion and Management*, vol. 206:112414, 2020.
- [25] . P. Ranjbaran, . H. Yousefi, G. Gharehpetian e F. R. Astarai, «A review on floating photovoltaic (FPV) power generation units,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 110 (C), pp. 332-347, 2019.
- [26] A. Sahu, N. Yadav e . K. Sudhakar, «Floating photovoltaic power plant: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66 (C), pp. 815-824, 2016.
- [27] W. Li, Y. Guo e K. Fu, «Enclosure Experiment for Influence on Algae Growth by Shading Light,» *Procedia Environmental Sciences - Special issue: 2011 3rd International Conference on Environmental Science and Information Application Technology ESIAT 2011*, Vol. %1 di %2Volume 10, Part B, pp. 1823-1828, 2011.
- [28] A. E. Cagle , A. Armstrong, G. Exley, S. M. Grodsky , J. Macknick, J. Sherwin e R. R. Hernandez , «The Land Sparing, Water Surface Use Efficiency, and Water Surface Transformation of Floating Photovoltaic Solar Energy Installations,» *Sustainability*, vol. 12, n. 19, p. 8154, 2020.
- [29] G. Pimentel da Silva e D. Castelo Branco, «Is floating photovoltaic better than conventional photovoltaic? Assessing environmental impacts,» *Impact Assessment and Project Appraisal*, vol. 36, n. 5, pp. 390-400, 2018.
- [30] P. Girardi e A. Gargiulo, «LCA of Photovoltaic Solutions in the Italian Context,» in *Life Cycle Assessment of Energy Systems and Sustainable Energy Technologies*, Springer, Cham., 2019, pp. 17-30.
- [31] A. Gargiulo, M. L. Carvalho e P. Girardi, «Life Cycle Assessment of Italian Electricity Scenarios to 2030,» *Energies*, vol. 13, n. 15, p. 3852, 2020.
- [32] G. A. Barron-Gafford, M. A. Pavao-Zuckerman, R. L. Minor, L. F. Sutter, I. Barnett-Moreno, D. T. Blackett e J. E. ... & Macknick, « Agrivoltaics provide mutual benefits across the food–energy–water nexus in drylands,» *Nature Sustainability*, vol. 2, n. 9, pp. 848-855, 2019.
- [33] H. Dinesh e J. M. Pearce, «The potential of agrivoltaic systems.,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, pp. 299-308, 2016.
- [34] NREL, «beneath-solar-panels-the-seeds-of-opportunity-sprout,» [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/news/features/2019/beneath-solar-panels-the-seeds-of-opportunity-sprout.html>. [Consultato il giorno 01 02 2021].
- [35] S. Amaducci, X. Yin e M. Colauzzi, «Agrivoltaic systems to optimise land use for electric energy production,» *Applied energy*, vol. 220, pp. 545-561, 2018.
- [36] H. Marrou, L. Dufour e J. & Wery, «How does a shelter of solar panels influence water flows in a soil–crop system?,» *European Journal of Agronomy*, vol. 50, pp. 38-51, 2013.

- [37] A. Frigerio , G. Bruno e M. Meghella, «Valutazione del potenziale dei sistemi di accumulo di energia mediante centrali di pompaggio idroelettrico per il sistema idroelettrico italiano – Analisi di fattibilità preliminari,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 12000959, Milano, 2012.

7 ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
ANEV	Associazione Nazionale Energia del Vento
BAU	Business As Usual
CLC	Corine Land Cover
CTR	Carta Tecnica Regionale
DB	Data Base
DUSAF	Destinazione d'Uso dei Suoli Agricoli e Forestali
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FEW	Food Energy Water
FV	Fotovoltaico
FPV	Floating Photovoltaic
GDL	Gruppo di Lavoro
geoDB ETA	Geo Data Base Energia, Territorio e Ambiente
HDPE	High Density Polyethylen
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
LA	Linea di Attività
LTS	Long Term Strategy
MWp	MW al picco
OSM	Open Street Map
PNIEC	Piano Nazionale Integrato Energia e Clima
SAnU	Superficie Agraria non Utilizzata
SERIS	Solar Energy Research Institute of Singapore
WTG	Wind Turbine Generator