Regione Liguria – Giunta Regionale

Atto N° 33-2023 - Seduta N° 3784 - del 20/01/2023 - Numero d'Ordine 11

Prot/2023/83245

Oggetto	DGR 1351/2022 "Approvazione rapporto preliminare ambientale e schema di piano energetico ambientale ai fini della procedura di valutazione ambientale strategica" - Sostituzione allegato 2.
Struttura Proponente	Servizio Energia
Tipo Atto	Deliberazione

Certificazione delle risultanze dell'esame dell'Atto

Presidente GIOVANNI TOTI - Presidente, partecipanti alla seduta:

Componenti della Giunta		Presenti	Assenti
Giovanni TOTI	Presidente della Giunta Regionale	X	
Alessandro PIANA	Vicepresidente della Giunta Regionale		X
Andrea BENVEDUTI	Assessore	X	
Simona FERRO	Assessore	X	
Giacomo Raul GIAMPEDRONE	Assessore	X	
Angelo GRATAROLA	Assessore	X	
Augusto SARTORI	Assessore	X	
Marco SCAJOLA	Assessore	X	
		7	1

Relatore alla Giunta BENVEDUTI Andrea

Con l'assistenza del Direttore generale Dott.ssa Claudia Morich in sostituzione del Segretario generale Avv. Pietro Paolo Giampellegrini e del Segretario di Giunta Dott.ssa Roberta Rossi.

La Giunta Regionale

All'unanimità ha approvato il provvedimento

Atto rientrante nei provvedimenti di cui alla lett. a punto 1 sub d

Elementi di corredo all'Atto:

- ALLEGATI, che ne sono PARTE INTEGRANTE E NECESSARIA

LA GIUNTA REGIONALE

RICHIAMATA la Deliberazione della Giunta regionale n. 1351 del 28 dicembre 2022 "Approvazione rapporto preliminare ambientale e schema di piano energetico ambientale ai fini della procedura di valutazione ambientale strategica" con la quale, tra l'altro, è stato approvato lo schema del Piano Energetico e Ambientale Regionale (PEAR) 2030;

RILEVATO che l'allegato 2 alla DGR 1351/2022 contenente il PEAR 2030 era incompleto in quanto non comprendeva, per quanto citati al suo interno, gli allegati e le appendici come trasmessi da IRE SpA con pec del 14 dicembre 2022 alla struttura competente;

RITENUTO pertanto di sostituire l'allegato 2 della DGR 1351/2022 con il documento completo, allegato al presente provvedimento quale sua parte integrante e sostanziale;

Su proposta dell'Assessore allo Sviluppo economico, Industria, Commercio, Artigianato, Ricerca e Innovazione tecnologica, Energia, Porti e Logistica, Digitalizzazione del territorio, Sicurezza, Immigrazione e Emigrazione, Partecipazioni Regionali (LigurCapital S.p.A., Liguria Ricerche S.p.A., Liguria International S.c.p.A, Parco Tecnologico Val Bormida S.r.l., Società per Cornigliano S.p.A., Siit S.c.p.A), Programmi comunitari di competenza

DELIBERA

per i motivi indicati nelle premesse che si richiamano integralmente:

1) di approvare l'allegato 1) al presente provvedimento contenente il PEAR 2030 completo;
2) di sostituire, l'allegato 2 alla DGR 1351/2022 contenente lo schema di PEAR 2030, con il documento allegato 1) al presente provvedimento quale sua parte integrante e sostanziale recante il PEAR 2030 completo;
3) di rendere noto il contenuto del presente atto, mediante pubblicazione di informativa sul sito internet della Regione Liguria e pubblicazione integrale del presente provvedimento sul sito web regionale, nonché, per estratto, sul Bollettino Ufficiale della Regione Liguria.

allegato n° 1

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

REGIONE LIGURIA

SCHEMA DI PEAR 2030

Sommario

1 **Executive Summary** **5**

2 Il contesto d'Azione del Piano 9

2.1 L'Inquadramento strategico e normativo in materia di energia 9

2.1.1 La politica energetica europea 9

2.1.2 La politica energetica nazionale 16

2.1.3 Normativa regionale 21

2.2 L'inquadramento territoriale e socio-economico 23

2.2.1 Il territorio 23

2.2.2 Gli aspetti demografici 24

2.2.3 Il sistema economico 25

3 **La situazione energetica ligure** 27

3.1 Il Bilancio Energetico Regionale 2016 27

3.2 La produzione di energia in Liguria 34

3.2.1 La produzione di energia elettrica da fonti fossili 34

3.2.2 La produzione di energia da fonti rinnovabili 37

3.3 Il Burden Sharing 2020 e lo stato di raggiungimento degli obiettivi del PEAR 2014-2020 38

3.3.1 Burden Sharing 2020 38

3.3.2 Gli obiettivi del PEAR 2014-2020 46

4 Il coinvolgimento degli stakeholder 50

5 La strategia energetica regionale: gli obiettivi e le linee di sviluppo del PEAR 52

5.1 L'efficienza energetica 57

5.1.1 Settore residenziale 59

5.1.2 Settore terziario 63

5.1.3 Imprese e cicli produttivi 67

5.2 Le fonti rinnovabili elettriche 73

5.2.1 Eolico 76

5.2.2 Fotovoltaico 84

5.2.3 Idroelettrico 94

5.2.4 Biogas 103

5.2.5 Smart grid 106

5.3 Le fonti rinnovabili termiche 108

5.3.1 Pompe di calore 113

5.3.2 Biomassa 122

5.3.3 Solare termico 128

5.4 Le comunità energetiche rinnovabili 132
5.5 L'innovazione tecnologica 136
5.5.1 Idrogeno 137
5.5.2 Energia da moto ondoso 144
5.5.3 Nucleare 146
5.6 La mobilità sostenibile 151
6 Il Monitoraggio del Piano 156

APPENDICI

a. Accumuli elettrici
b. Accumuli termici

ALLEGATI

1. Incontri cabina regia
2. Linee Guida efficienza energetica
3. Simulazione di calcolo settore residenziale
4. Metodologia di calcolo settore terziario
5. Eolico Studio UNIGE
6. Estratto Linee Guida per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili (DGR 1122/2012-abrogata)
7. Schema di sintesi dei siti potenzialmente idonei all'installazione di impianti eolici
8. Fotovoltaico Studio UNIGE
9. Il caso della Palazzina SEB Campus UNIGE

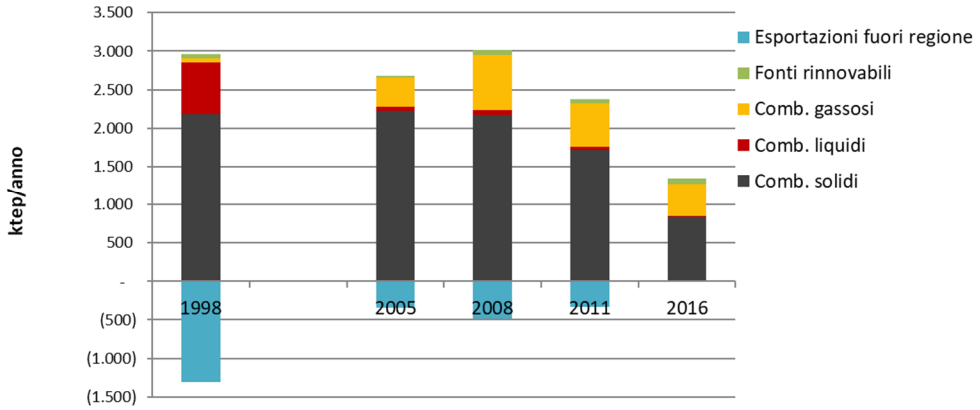
1 Executive Summary

Il presente Schema di Piano Energetico Ambientale Regionale, **PEAR 2030**, intende tracciare le **linee strategiche delle politiche energetiche regionali al 2030**, con riferimento ai temi dell'**efficienza energetica**, delle **fonti di energia rinnovabili** e dell'**innovazione tecnologica**.

La pianificazione strategica è accompagnata da un'approfondita attività analitica volta a caratterizzare il sistema energetico ligure sia in termini di bilancio energetico regionale che di potenziale delle varie opzioni tecnologiche, oltre a descrivere il contesto normativo complessivo ed il quadro territoriale e socioeconomico ligure.

La Liguria si conferma una regione caratterizzata da un'elevata età media (48,7 anni a fronte dei 45,4 della media nazionale), da una flessione demografica diffusa e da un sistema produttivo basato su una significativa presenza del settore servizi, nonché dalla prevalenza di "micro" imprese, PMI e imprese a gestione individuale/familiare.

Dal punto di vista energetico la Liguria, regione che ha alle sue spalle un passato di produttore ed esportatore di energia elettrica grazie alla presenza di diverse centrali termoelettriche, già da diversi anni ha visto calare la produzione interna di energia elettrica come risultato del progressivo processo di dismissione delle centrali termoelettriche tradizionali.



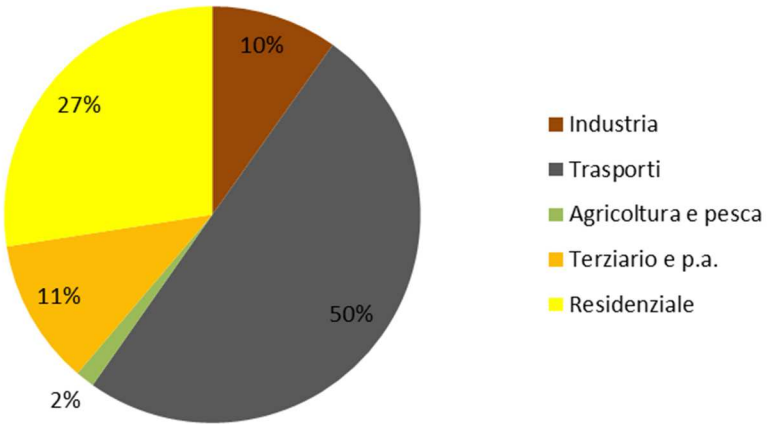
Mix di generazione dell'energia elettrica – Liguria Anni 1998, 2005, 2008, 2011 e 2016

Alla produzione regionale di energia le **rinnovabili** contribuiscono ancora in maniera residuale (si veda figura precedente) e l'obiettivo di Burden Sharing 2020 (stabilito con Decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo Economico) a scala regionale risulta solo parzialmente raggiunto (7,9% al 2020, a fronte del 14,1% atteso).

FER Liguria (2020)	Potenza [MW](*)	Energia elettrica da FER		Energia termica da FER	
		[GWh/anno]	[ktep/anno]	[GWh/anno]	[ktep/anno]
Solare Fotovoltaico	119	117	10,03		
Eolico	65,9	132,2	11,8		
Idroelettrico	91,7	228	19,6		
Biogas	20,6	43,4	3,7	10,8	1
Biomassa	1.172,5			1.407,2	122,9
Solare Termico	62,8			46,5	4
Pompe di calore	396			174,4	15,3

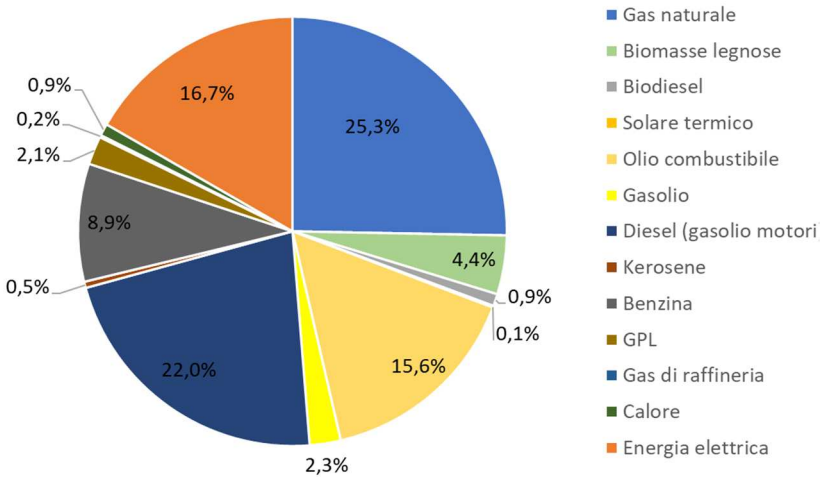
Stima della situazione delle fonti rinnovabili (FER) in Liguria per l'anno 2020. Fonte: elaborazioni IRE da dati GSE

Tra i settori più energivori (Bilancio Energetico Regionale 2016) si evidenziano i trasporti (marittimi interni, ferroviari e stradali), che da soli pesano per circa il 50% del totale dei consumi finali 2016, ed il settore civile (residenziale, terziario e P.A.), con il 38% circa.



Consumi finali di energia per settore – Regione Liguria Anno 2016

Per quel riguarda le fonti di energia/vettori maggiormente utilizzati, nel 2016 risulta al primo posto il gas naturale con il 25,3% del totale, seguito dal diesel (22%), energia elettrica (16,7%), olio combustibile (15,6%), benzina (8,9%) e dalle altre fonti come illustrato nel seguente grafico.



Consumi finali di energia per fonte/vettore – Regione Liguria Anno 2016

La situazione regionale riflette quella nazionale e risulta caratterizzata da una sostanziale dipendenza dalle importazioni di energia, con risvolti significativamente critici a causa del rilevante aumento dei prezzi dei combustibili fossili e dell'incertezza nella disponibilità di risorse dovuta al conflitto Russo-Ucraino (il flusso di forniture energetiche dalla Russia verso l'Europa, rimasto sostanzialmente stabile per oltre 60 anni, non è più garantito, ponendo rilevanti rischi in termini di approvvigionamento e sicurezza energetica).
La **sicurezza energetica** non può quindi che essere **tema centrale della strategia energetica regionale**. Ad essa contribuiscono la disponibilità di fonti energetiche (sia in termini di produzione che di import), il livello di diversificazione delle fonti e di eventuali fornitori, l'accessibilità delle risorse energetiche tramite lo sviluppo di infrastrutture adeguate ed il contesto geopolitico favorevole all'import/export di risorse energetiche.
Se questi aspetti attengono principalmente le politiche energetiche nazionali ed europee, la Regione Liguria intende però contribuire attivamente agli obiettivi di **rafforzamento della sicurezza energetica,** favorendo **la costruzione di un sistema territoriale resiliente ed efficiente sotto i profili del consumo e della produzione decentralizzata di energia.**
A tal fine, vengono quindi individuate tre aree prioritarie di intervento, che si inseriscono nel quadro complessivo del processo di transizione energetica:

- Efficienza Energetica
- Fonti di Energia Rinnovabile
- Innovazione Tecnologica.

Allo scopo di definire gli obiettivi di Piano per Efficienza Energetica e Fonti Rinnovabili, sono stati condotti, rispettivamente da IRE SpA e da UNIGE/DIME, sotto il coordinamento e con il contributo strutturale del Dipartimento dello Sviluppo Economico di Regione Liguria, studi analitici approfonditi sul potenziale per settore e per fonte energetica, che tengono conto del diverso livello di maturità delle varie tecnologie, delle caratteristiche vocazionali dei territori e delle peculiarità dei vari campi considerati.
I risultati delle analisi effettuate hanno consentito di definire obiettivi numerici e ambiti prioritari di intervento nelle sfere dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili di energia.
Per la Regione Liguria l'**Efficienza Energetica** resta una priorità: si ritiene infatti che essa rappresenti il modo più economico, sicuro e pulito per ridurre la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili. Le misure introdotte in questo ambito sono infatti in grado di generare effetti positivi sulle bollette energetiche di cittadini e imprese, migliorando nel contempo la competitività e supportando la creazione di nuovi posti di lavoro.
Dagli studi condotti si stima che la Liguria potrà conseguire un **consumo finale totale al 2030 pari a circa 1.452 ktep** (escluso il settore dei trasporti), corrispondente ad una riduzione di 71,35 ktep rispetto alla baseline 2016, attraverso interventi di efficienza energetica nei settori residenziale, terziario, imprese e cicli produttivi:

Settore di riferimento	Obiettivo riduzione 2030
EE residenziale	42 [ktep]
EE terziario	23,2 [ktep]
EE imprese e cicli produttivi	6,15 [ktep]
TOTALE	71,35 [ktep]

Obiettivi regionali 2030 settore Efficienza Energetica

Lo scenario proposto è cautelativo, in quanto tiene in considerazione la sostenibilità degli interventi da parte delle famiglie liguri e delle imprese, alla luce del complesso contesto internazionale, dell'avanzata età media della popolazione (correlabile ad una scarsa propensione agli investimenti) e del tessuto delle MPMI sul territorio regionale...
Parallelamente all'azione sul fronte della riduzione dei consumi, la Regione Liguria intende accelerare lo sviluppo sul proprio territorio delle **fonti di energia rinnovabile (FER)**, rafforzando il peso di queste ultime nel mix energetico regionale. Oltre a costituire una fonte di energia pulita, le rinnovabili possono essere prodotte internamente, contribuendo pertanto a diversificare il mix energetico del territorio ed a ridurre la necessità di importazioni di energia e rappresentano dunque un elemento chiave per rafforzarne la sicurezza energetica.
Lo studio condotto dall'Università degli Studi di Genova sul potenziale delle fonti rinnovabili in Liguria, ha condotto all'identificazione dei seguenti contributi per singola opzione tecnologica, che consentiranno di portare il valore dell'**energia da fonti rinnovabili** dagli attuali 188 ktep (dato 2020) all'**obiettivo regionale di 410 ktep al 2030**:

FONTE	OBIETTIVO 2030	
	Potenza totale installata da fonti rinnovabili	**Energia totale da fonti rinnovabili**
Eolico	257 [MWe]	45,8 [ktep]
Fotovoltaico	700 [MWe]	90 [ktep]
Idroelettrico	111 [MWe]	23,7 [ktep]
Biogas elettrico	12 [MWe]	4,9 [ktep]
Biogas termico	19 [MWt]	8,5 [ktep]
Pompe di calore	1.296 [MWt]	97,8 [ktep]
Biomassa	1.170 [MWt]	123 [ktep]
Solare termico	152 [MWt]	16,7 [ktep]

Obiettivi regionali 2030 settore Fonti Rinnovabili

Regione Liguria intende inoltre supportare gli attori locali nella sperimentazione e avvio sul territorio ligure di **CER (Comunità Energetiche Regionali Rinnovabili)**, che rappresentano una soluzione innovativa per soddisfare il fabbisogno energetico in cui cittadini, imprese ed enti locali si uniscono per produrre, consumare e scambiare energia, dotandosi di impianti propri a fonti rinnovabili.
Quale terzo indirizzo strategico, la Regione Liguria ritiene poi fondamentale promuovere **la ricerca e l'innovazione** in ambito energetico, sia sostenendo la ricerca di nuove soluzioni per tecnologie con un buon grado di penetrazione, che promuovendo lo sviluppo e l'utilizzo di nuove tecnologie (per le rinnovabili, l'efficienza energetica e le reti) e di nuovi vettori a basso o nullo tenore di carbonio tra le quali l'energia da moto ondoso, l'eolico off-shore galleggiante, il nucleare di nuova generazione, ma anche e soprattutto l'idrogeno, per il quale ha già avviato un percorso in collaborazione con i principali stakeholder presenti sul territorio regionale.
Si evidenzia come tutti gli indirizzi strategici delineati da Regione Liguria, trovino un coordinamento puntuale con la programmazione dei fondi POR FESR 2021-2027, attuando una completa sinergia tra pianificazione strategica e misure attuative utili alla realizzazione degli obiettivi di Piano.
Gli interventi di Regione Liguria in materia di energia, oltre a contribuire per quanto possibile alla sicurezza - energetica globale, forniranno inoltre una spinta propulsiva per contrastare i fenomeni di **povertà energetica**, acuitesi a seguito della pandemia e della crisi energetica. Nell'ottica del contrasto alla povertà energetica, le sopracitate Comunità Energetiche Rinnovabili rappresentano un'opportunità non trascurabile, dal momento che potrebbero consentire ad imprese e cittadini di partecipare ai benefici economici da esse derivanti.

Infine, nell'ottica di miglioramento continuo dell'attività pianificatoria e dell'efficacia del PEAR 2030, la Regione Liguria intende accompagnare la fase attuativa con un'**intensa attività di monitoraggio** del Piano, anche al fine di ricalibrarne strumenti ed obiettivi alla luce dell'evoluzione del complesso contesto internazionale, del quadro socio-economico e delle eventuali opportunità derivanti da iniziative di livello nazionale ed europeo.

2 Il contesto d'Azione del Piano

2.1 L'Inquadramento strategico e normativo in materia di energia

Il quadro strategico e normativo in materia di Energia è consistente, articolato e in costante evoluzione. Negli ultimi anni, in particolare a partire dalla pubblicazione del "Green Deal Europeo" del 2019, la tematica dell'Energia ha assunto un ruolo sempre più centrale nella politica comunitaria, arrivando a rappresentare una delle principali sfide da cui dipenderanno la vita e il benessere dell'economia e dei cittadini europei per il prossimo trentennio. Gli obiettivi della UE in materia sono divenuti via via più ambiziosi e l'arco di tempo stabilito per raggiungerli sempre più breve, con l'obiettivo ultimo di giungere ad un mercato energetico integrato che sia al contempo sicuro, sostenibile, competitivo e accessibile. Tale accelerazione nel processo di transizione energetica ha prodotto un impatto significativo non solo a livello comunitario, ma anche nazionale e territoriale.

Senza pretese di esaustività in ragione dell'ampiezza e complessità della materia, la presente sezione riporta il quadro di riferimento relativo alle strategie, le norme e gli strumenti messi in campo a tutti i livelli sul tema dell'Energia. In primo luogo, vengono ripercorse le principali tappe della politica energetica europea, delineando obiettivi e sviluppi e fornendo un approfondimento sulla disciplina vigente. Viene dunque presentato il quadro strategico e normativo dell'Italia, la cui recente evoluzione è scandita dagli impegni via via più ambiziosi assunti dalla UE, e a cui sta fornendo un significativo contributo anche il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Infine, si riporta il quadro di riferimento a livello regionale. Le interconnessioni dell'Energia con le politiche ambientali, per la mobilità e la sostenibilità in generale vengono tenute in considerazione. Nel loro insieme, tutte queste linee strategiche delineano un nuovo e ambizioso scenario energetico entro il quale si colloca anche il presente Documento.

2.1.1 La politica energetica europea

Le origini e l'evoluzione della politica energetica dell'Unione Europea

Gli interventi dell'Unione Europea sui temi dell'Energia hanno seguito un'evoluzione progressiva, che ha visto un significativo mutamento di prospettiva a partire dalla seconda metà degli anni ottanta, quando si assiste ai primi tentativi di cristallizzazione dei poteri nel settore a livello europeo, nonché ad una crescente integrazione tra politica energetica e politica ambientale. Tali graduali passi avanti si concretizzano due decenni dopo con il "**Trattato di Lisbona**"[1] e il "**Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE**)"[2] entrati in vigore nel 2009, con i quali si fornisce finalmente una base giuridica per la politica energetica dell'Unione Europea, introducendo un capitolo specifico sul tema dell'Energia[3] ed espliciti riferimenti alla lotta al cambiamento climatico e alla tutela dell'ambiente. Ad essi seguono, nel 2015, la presentazione della "Strategia per un'Unione dell'Energia"[4] per un approvvigionamento energetico sicuro, sostenibile e competitivo e, l'anno successivo, dell'importante pacchetto di misure "**Energia Pulita per tutti gli Europei**"[5] (**cd. "Clean Energy Package"**). Finalizzato nel 2019, il pacchetto ha stabilito nuovi obiettivi al 2030 in materia di miglioramento dell'efficienza energetica ed incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili (rispettivamente del 32,5% e 32% rispetto ai valori del 1990) e ha prodotto otto nuovi Atti, attualmente in vigore, che hanno ridisegnato il profilo del mercato elettrico europeo.

[1] Trattato di Lisbona che modifica il trattato sull'Unione Europea e il trattato che istituisce la Comunità europea, firmato il 13 dicembre 2007 ed entrato ufficialmente in vigore il 1 dicembre 2009
[2] Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE), modificato dall'articolo 2 del trattato di Lisbona del 13 dicembre 2007
[3] Titolo XXI e articolo 194 del TFUE
[4] COM (2015) 80
[5] COM(2016) 860

Pacchetto legislativo «Energia Pulita per tutti gli Europei»	
Efficienza Energetica degli Edifici	**Direttiva (UE) 2018/844 (cd. EPBD)**, che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica
Energie Rinnovabili	**Direttiva (UE) 2018/2001 (cd. RED II)** sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
Efficienza Energetica	**Direttiva (UE) 2018/2002 (cd. EED)** che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica
Governance dell'Unione dell'Energia	**Regolamento (UE) 2018/1999** sulla Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima che modifica le direttive n. 663/2009 e n. 715/2009, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e 2015/652 e che abroga il regolamento n. 525/2013.
Regolamento sul mercato interno dell'Energia elettrica	**Regolamento (UE) 2019/943** sul mercato interno dell'energia elettrica
Direttiva sul mercato interno dell'Energia elettrica	**Direttiva (UE) 2019/944 (cd. IEM)** relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE
Preparazione ai rischi	**Regolamento (UE) 2019/941** sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE
ACER	**Regolamento (UE) 2019/942** che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia

Tabella 2-1 – Sintesi del Pacchetto Legislativo "Energia Pulita per tutti gli Europei". Fonte: elaborazioni IRE.

Per ciò che attiene ai Regolamenti, si evidenzia in particolare il **Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'Energia e dell'azione per il clima,** che istituisce il meccanismo necessario per assicurare il raggiungimento degli obiettivi prefissati in materia. Esso prevede che tutti gli Stati Membri predispongano due diverse tipologie di documenti: Strategie nazionali a lungo termine con orizzonte trentennale al 2050 e Piani nazionali integrati per l'energia e il clima, che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030 e prevedono aggiornamenti e relazioni intermedie. Istituisce inoltre un meccanismo di finanziamento unionale dell'energia rinnovabile per sostenerne la diffusione nella UE[6]. Il Regolamento 2018/1999 è stato recentemente modificato dal nuovo Regolamento 2021/1119, la cosiddetta "**Normativa Europea Sul Clima**", che trasforma l'impegno politico del Green Deal per la neutralità climatica e gli obiettivi del pacchetto "Pronti per il 55%" in obbligo vincolante, innalzando dal 40% al 55% il target intermedio di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030.

Relativamente alle Direttive, **la Direttiva 2018/844 sull'Efficienza Energetica degli Edifici (cd. EPBD)** attualmente in vigore provvede ad un riesame e riorganizzazione delle disposizioni UE sulla prestazione energetica nell'edilizia (Direttive 2010/31/UE e 2012/27/UE), con l'obiettivo di promuovere il miglioramento della prestazione del parco edifici dell'UE. In particolare, la nuova Direttiva si propone di rafforzare le disposizioni introdotte dalla Direttiva 2010/31/UE, nella consapevolezza che il conseguimento degli obiettivi energetici e climatici dell'Unione "*è legato agli sforzi di quest'ultima per rinnovare il suo parco immobiliare, dando la priorità all'efficienza energetica, ricorrendo al principio dell'«efficienza energetica in primis», nonché valutando l'utilizzo delle energie rinnovabili*"[7]. Essa impone agli Stati membri di elaborare Strategie nazionali a lungo termine per sostenere la ristrutturazione di edifici pubblici e privati**,** contenenti una tabella di marcia con misure e indicatori di progresso fino ad arrivare alla decarbonizzazione del parco edilizio entro il 2050; dispone che una parte delle misure di efficienza energetica identificate sia destinata in via prioritaria alle famiglie che si trovano in condizioni di povertà energetica; introduce specifici criteri in base ai quali ancorare le misure finanziarie ai risparmi energetici conseguiti in occasione della ristrutturazione di edifici, ad es. confrontando gli APE rilasciati prima e dopo la ristrutturazione.

[6] Le disposizioni necessarie per l'attuazione e il funzionamento di tale meccanismo sono stabilite dal II Regolamento di esecuzione (UE) 2020/1294
[7] Premessa 7 della Direttiva 2018/844

La vigente **Direttiva 2018/2002 sull'Efficienza Energetica (cd. EED)** modifica la precedente Direttiva 2012/27/UE, aggiornando al rialzo l'obiettivo principale di efficienza energetica della UE ad almeno il 32,5%, espresso come riduzione del consumo di energia finale e/o primaria al 2030 e introducendo l'obbligo di nuovi risparmi annui al 2030, pari allo 0,8% del consumo annuale finale medio realizzato nel triennio precedente. Introduce inoltre regimi obbligatori di efficienza energetica ai quali gli Stati Membri possono ricorrere per realizzare i risparmi energetici, una serie di norme a tutela del diritto dei consumatori a disporre di informazioni accurate, tempestive, affidabili e chiare sui propri consumi energetici, nonché l'obbligo di lettura da remoto per tutti i nuovi contatori a partire dal 2020, e a partire dal 2027 per quelli installati in precedenza.

La **Direttiva 2018/2001 sulle rinnovabili (cd. RED II)** attualmente in vigore stabilisce che gli Stati membri provvedano collettivamente a far sì che, nel 2030, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'UE sia almeno pari al 32% e la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti almeno pari al 14% del consumo finale nel settore. A tal fine i Paesi Membri devono, ciascuno, fissare i contributi nazionali per conseguire collettivamente l'obiettivo vincolante al 2030 nell'ambito dei loro Piani nazionali integrati per l'energia e il clima - PNIEC. Per raggiungere tali obiettivi, la Direttiva stabilisce norme per disciplinare il sostegno finanziario all'energia elettrica da rinnovabili, l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta da rinnovabili (incluso autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili), l'utilizzo di energia rinnovabile per riscaldamento e raffreddamento e nel settore dei trasporti, la cooperazione tra Stati Membri e con Paesi terzi su progetti per la produzione di energia elettrica rinnovabile, nonché le garanzie di origine dell'energia da rinnovabili, le procedure amministrative improntate a favorire la produzione da rinnovabili e l'informazione e formazione sulle stesse. Fornisce inoltre un quadro definitorio aggiornato e fissa criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.

Parallelamente alle significative evoluzioni in ambito energetico, a partire dal "**Protocollo di Kyoto**"[8] del 1997 e soprattutto con l'"**Accordo sul clima di Parigi**" del 2015 e successivi Regolamenti[9], vengono introdotti obiettivi via via più ambiziosi per il contrasto al cambiamento climatico e la riduzione delle emissioni di gas serra, fino a stabilire un target vincolante di riduzione di almeno il 40% al 2030 rispetto ai livelli del 1990.

L'attuale politica energetica dell'Unione Europea

Il crescente impegno e ambizione in materia di energia e clima trova pieno riscontro con la pubblicazione, nel dicembre 2019, del "**Green Deal Europeo**"[10], con il quale si compie il definitivo salto in avanti per avviare l'Europa sulla strada della transizione verde. Il "Green Deal" rappresenta la nuova strategia complessiva dell'UE per trasformarsi in una società equa e inclusiva e in un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva, capace di garantire la neutralità climatica entro il 2050. Nel seguito si riporta la sintesi dei vari elementi del Green Deal Europeo, articolato secondo otto aree di iniziative politiche.

[8] pubblicato l'11 dicembre 1997 a Kyoto in occasione della Conferenza delle parti "COP 3" della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici ed entrato in vigore il 16 febbraio 2005.
[9] Regolamento 2018/1999/UE e Regolamento 2018/842/UE
[10] COM (2019) 640

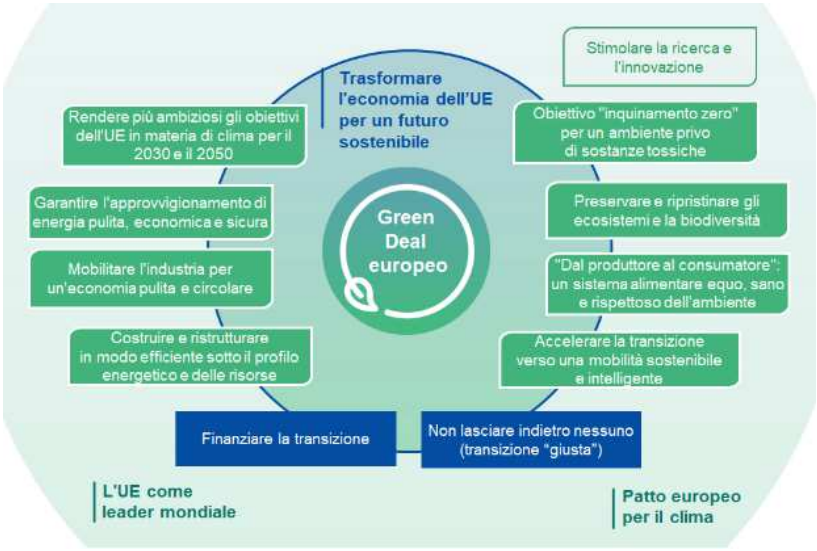


Figura 2-1 - Schema del Green Deal Europeo. Fonte: Commissione Europea, COM (2019) 640.

Al fine di realizzare l'ambizione del "Green Deal", nel 2021 l'UE presenta l'importante pacchetto legislativo **"Pronti per il 55%"**[11] (cd. "Fit for 55%"), che si propone di rivedere e aggiornare la legislazione vigente in materia di clima, energia e trasporti e mettere in atto nuove iniziative legislative per allinearsi ai rinnovati obiettivi climatici, che con il "Green Deal" innalzano dal 40% al 55% il target di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030. Tale revisione normativa è attualmente in corso e interessa tutti i principali atti dell'UE sulle materie citate. La figura di seguito fornisce una panoramica di tutte le iniziative interessate dal Pacchetto.

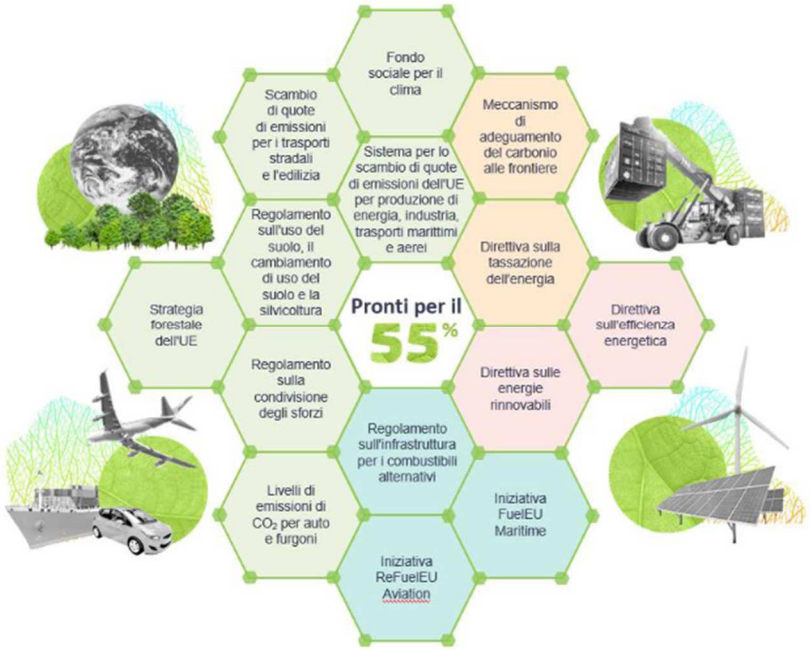


Figura 2-2– Sintesi delle proposte del Pacchetto "Pronti per il 55%". Fonte: Commissione Europea, COM (2021) 550.

In particolare:

- la **proposta di revisione della Direttiva EPBD**[12] concretizza la già citata strategia "Ondata di Ristrutturazioni" e dispone una serie di misure per facilitare la ristrutturazione degli edifici. Stabilisce che tutte le nuove costruzioni debbano essere a emissioni zero entro il 2030, mentre gli edifici pubblici

[11] COM (2021) 550
[12] COM (2021) 802

dovranno esserlo già dal 2027; propone nuove norme minime di prestazione in base alle quali si dovrà riqualificare il 15% degli edifici meno efficienti di ciascun Paese, con la scadenza del 2027 per gli edifici non residenziali e del 2030 per i residenziali; estende l'obbligo di disporre di un attestato di prestazione energetica e introduce il "passaporto di ristrutturazione" per supportare i proprietari nella realizzazione di interventi;

- la **proposta di revisione della direttiva EED**[13] reitera il concetto di Energy Efficiency First (priorità all'efficienza energetica) e innalza il target di risparmio sui consumi rispettivamente del 39% per l'energia primaria e del 36% per i consumi finali. Introduce inoltre nuovi obiettivi vincolanti annuali, stabilendo che gli Stati Membri dovranno realizzare nuovi risparmi sul consumo finale di energia di almeno l'1,5% ogni anno dal 2024 al 2030 rispetto all'attuale 0,8%;
- la **proposta di revisione della Direttiva RED II**[14] propone di aumentare dall'attuale 32% al 40% la quota di rinnovabili nel consumo finale lordo di energia entro il 2030 e reca disposizioni specifiche in diversi settori: nei trasporti, una riduzione di almeno il 13% dell'intensità delle emissioni dei gas a effetto serra tramite l'utilizzo di energia o combustibili rinnovabili e un aumento progressivo dell'utilizzo dei biocarburanti avanzati; nell'edilizia, un obiettivo di utilizzo di rinnovabili pari almeno al 49% entro il 2030; e nell'industria, un obiettivo di aumento medio annuo delle rinnovabili di almeno l'1,1% fino al 2030. Stabilisce inoltre l'eliminazione del sostegno alla produzione di energia elettrica da biomasse a partire dal 2026 e reca misure per migliorare l'integrazione delle rinnovabili in rete.

Alla necessità di fare fronte alle crescenti sfide contemporanee in materia di energia e clima così come previsto dal quadro complessivo del "Green Deal", si sono affiancati in tempi recenti due eventi particolarmente traumatici che hanno ulteriormente complicato il percorso verso la crescita sostenibile: la crisi pandemica globale iniziata nel 2020 e non ancora conclusa e il conflitto tra Ucraina e Russia del 2022. Nel primo caso, l'Europa ha reagito con il piano di interventi e investimenti straordinari del "**Next Generation EU (NGEU)**"[15], il più grande pacchetto per stimolare l'economia mai finanziato dalla UE per un valore complessivo di oltre 800 miliardi di euro, finalizzati a riparare i danni economici e sociali immediati causati dalla pandemia e, in prospettiva, creare un'Europa più verde, digitale e resiliente. Nel secondo caso, la risposta dell'UE è arrivata con il Piano "**REPowerEU**"[16], che ha l'obiettivo di porre fine alla dipendenza dai combustibili fossili russi accelerando ulteriormente la transizione verde. Per attuare il Piano, saranno necessari investimenti supplementari pari a **210 miliardi di euro**, che verranno forniti principalmente dal Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza (RRF), lo stesso che finanzia il Piano NGEU[17].

Le misure di breve e medio termine (entro il 2027) contenute nel piano "REPowerEU" riguardano:

- il **risparmio energetico**, con la proposta di aumentare dal 9% al 13% l'obiettivo vincolante di efficienza nell'ambito del pacchetto "Pronti per il 55%" e di introdurre misure per diminuire il consumo di combustibili fossili nell'industria (che potrebbero far risparmiare fino a 35 miliardi di metri cubi di gas naturale entro il 2030, di cui circa 22 miliardi conseguibili nei settori più energivori) e nei trasporti, dove verranno presentati un pacchetto per una maggiore sostenibilità del trasporto merci e un'iniziativa per aumentare la quota di veicoli a emissioni zero pubblici e aziendali. A ciò si aggiungono le azioni individuali, che secondo la **Comunicazione sul Risparmio Energetico**[18] pubblicata dalla UE nell'ambito del Piano potrebbero incidere sensibilmente sulla la domanda di gas e petrolio, sia a livello di cittadinanza che di imprese e industria;
- la **diversificazione dell'approvvigionamento energetico**, con la creazione di una **"Piattaforma UE per l'Energia"** che svolgerà un ruolo fondamentale per aggregare la domanda, coordinare l'uso delle infrastrutture, negoziare con i partner internazionali e predisporre acquisti congiunti di gas e idrogeno;

[13] COM (2021)
[14] COM (2021) 557
[15] COM (2021) 456
[16] COM(2022)230
[17] Altre fonti includono: i fondi della Politica di Coesione, il fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale, il Meccanismo per collegare l'Europa, il Fondo per l'innovazione, finanziamenti nazionali e dell'UE a sostegno degli obiettivi REPowerEU, misure fiscali nazionali, investimenti privati, la BEI.
[18] COM(2022) 240

e l'adozione della "**Strategia esterna della UE per l'energia"**[19] per facilitare la diversificazione energetica e la creazione di partenariati a lungo termine con i fornitori, compresa la cooperazione in materia di idrogeno o di altre tecnologie verdi;

- una più **rapida diffusione delle energie rinnovabili** per sostituire i combustibili fossili nelle abitazioni, nell'industria e nella generazione di energia elettrica, con l'innalzamento dell'obiettivo principale al 2030 per le rinnovabili dal 40% al 45%. La capacità complessiva di produzione di energia rinnovabile verrebbe dunque portata a 1 236 GW entro il 2030, a fronte dei 1 067 GW previsti nel pacchetto "Pronti per il 55%" (Fit for 55). In particolare, nell'ambito del Piano viene adottata la **Strategia dell'UE per l'energia solare"**[20] per promuovere la diffusione dell'energia fotovoltaica, con l'obiettivo di connettere alla rete oltre 320 GW di solare fotovoltaico di nuova installazione entro il 2025, più del doppio rispetto ai livelli odierni, e quasi 600 GW entro il 2030. Tale capacità supplementare consentirà di evitare il consumo di 9 miliardi di m^3 di gas naturale l'anno entro il 2027. La Strategia Solare dell'UE presenta tre iniziative concrete:
    - un piano dedicato ai tetti solari e ancorato ad un obbligo giuridicamente vincolante per il Blocco;
    - un partenariato europeo dedicato alle competenze su larga scala per sviluppare una forza lavoro qualificata nel settore;
    - una proposta legislativa per rendere le procedure di autorizzazione più brevi e più semplici.

Alla luce del conflitto in Ucraina e del Piano "REpowerEU", nell'agosto 2022 la UE ha approvato il **Regolamento (UE) 2022/1369 relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas[21].** Il Regolamento fa parte del piano di misure[22] che mira a preparare l'Europa all'eventualità di ulteriori interruzioni nelle forniture di gas da parte della Russia. A tal fine, dispone che gli Stati Membri si adoperino per ridurre volontariamente il consumo di gas nel periodo dal 1° agosto 2022 al 31 marzo 2023 di almeno il 15 % rispetto al loro consumo medio per lo stesso periodo nei cinque anni precedenti. I Paesi sono liberi di attuare le misure ritenute più idonee per ridurre il proprio consumo di gas, a patto che non distorcano indebitamente la concorrenza o il funzionamento del mercato interno dell'energia, non mettano a repentaglio la sicurezza dell'approvvigionamento di altri paesi UE e rispettino le disposizioni previste dal precedente Regolamento in materia[23] per quanto riguarda alcune categorie di "clienti protetti", che potranno dunque essere esclusi da talune misure. Il Regolamento stabilisce inoltre che, qualora sussista il rischio di un grave deterioramento dell'approvvigionamento di gas in Europa a fronte del quale le misure volontarie degli Stati Membri non risultino più sufficienti, il Consiglio ha la possibilità di dichiarare lo stato di "Allerta UE", a seguito del quale la riduzione del consumo di gas da volontaria diventerà obbligatoria.

Completano l'articolato quadro di misure, priorità e obiettivi messi in campo dalla UE un ampio ventaglio di **Strategie, Documenti e Iniziative** che, prendendo avvio dalle grandi strategie complessive sopra citate, si focalizzano su specifici ambiti dell'energia e del clima, integrandosi tra loro e declinando ulteriormente misure e azioni da intraprendere. Di seguito si elencano le maggiormente rilevanti per i fini del PEAR:

- **Strategia dell'UE per l'integrazione del sistema energetico**[24], che si propone di costruire un sistema energetico più integrato i cui assi portanti sono una crescente circolarità, una maggiore elettrificazione diretta in settori quali trasporti e industria e l'uso di combustibili a basse emissioni (es. l'idrogeno) nei settori più difficili da decarbonizzare; fornisce inoltre orientamenti per gli Stati membri nell'elaborazione di misure fiscali e nella graduale eliminazione dei sussidi ai combustibili fossili;
- **Strategia dell'UE sull'Idrogeno**[25], che si propone di promuovere la produzione e utilizzo di idrogeno verde ottenuto da fonti rinnovabili (principalmente energia eolica e solare) attraverso la creazione di

[19] JOIN(2022) 23
[20] COM(2022)221
[21] Regolamento (UE) 2022/1369 DEL CONSIGLIO del 5 agosto 2022
[22] COM(2022) 360
[23] Regolamento (UE) 2017/1938
[24] COM(2020) 299
[25] COM(2020) 301

un ecosistema europeo che possa far progredire in maniera decisiva la produzione, le infrastrutture e la ricerca e sviluppo sul vettore idrogeno;

- **Strategia Ondata di Ristrutturazioni nella UE**[26] (cd. "Renovation Wave"), che mira a raddoppiare il tasso di ristrutturazione edilizia in Europa entro il 2030, affrontando nel contempo la povertà energetica, creando nuovi posti di lavoro e promuovendo l'efficienza delle risorse e l'economia circolare;
- **Strategia dell'UE sul Metano**[27], che si propone di ridurre le emissioni di metano nel settore dell'energia, attraverso l'introduzione di misure per migliorare il rilevamento e la comunicazione e nuove più efficaci azioni di mitigazione;
- **Strategia dell'UE sulle Rinnovabili Offshore**[28], che mira a potenziare la capacità e l'uso delle energie rinnovabili offshore, tra cui parchi eolici o fotovoltaici galleggianti, impianti che sfruttano l'energia oceanica e uso delle alghe per produrre biocarburanti;
- **trasformare il nostro mondo: l'Agenda 2030 per lo sviluppo Sostenibile**[29], un piano di azione globale che individua 17 obiettivi di sviluppo sostenibile, uno dei quali dedicato al tema dell'Energia; l'obiettivo 7 si propone infatti di assicurare l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni, nonché di promuovere l'utilizzo delle energie rinnovabili e il miglioramento dell'efficienza energetica;
- **Strategia europea di adattamento ai cambiamenti climatici - SEACC**[30] che aggiorna la precedente Strategia del 2013 riorientando le azioni nei settori dell'economia e della società e aumentando le sinergie con altri settori strategici, con l'obiettivo di sviluppare rapidamente la resilienza ai cambiamenti climatici;
- **Strategia per una mobilità sostenibile e intelligente**[31], che individua 82 azioni per promuovere la diffusione di mezzi di trasporto a emissioni zero e combustibili rinnovabili e a basse emissioni, realizzare aeroporti e porti a emissioni zero, rendere più ecologico il trasporto merci e promuovere una mobilità sana, sostenibile, intelligente, equa e multimodale;
- **Piano d'Azione per il Biometano**[32], che si inserisce nel quadro della strategia del "RepowerEU" per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili russi e definisce strumenti, tra cui un nuovo partenariato industriale per il biometano, e incentivi finanziari per portare la produzione a 35 miliardi di metri cubi entro il 2030;
- **i Programmi Europei a gestione diretta**, strumento utilizzato dalla UE per sostenere finanziariamente lo sviluppo di progetti che contribuiscono a realizzare gli obiettivi della Commissione per la programmazione 2021-2027, tra cui rientra in via prioritaria la realizzazione del "Green Deal Europeo". A tal proposito si ricordano il programma per la ricerca e innovazione "**Horizon Europe**", con i suoi bandi, partenariati e Missioni; il programma "**LIFE**" dedicato interamente ai temi dell'ambiente e azione per il clima; e l'"**Innovation Fund**" per lo sviluppo di tecnologie innovative a bassa intensità di carbonio in diversi settori, incluso l'idrogeno verde;
- l'iniziativa del **Nuovo Bauhaus Europeo** (cd. "New European Bauhaus") che arricchisce il Green Deal di una dimensione culturale e creativa e mira ad accelerare la trasformazione di vari settori economici, come l'edilizia e il comparto tessile, e garantire a tutti i cittadini l'accesso a beni circolari e a minore intensità di carbonio;
- l'iniziativa del "**Patto dei Sindaci per il clima e l'energia**" (cd. Covenant of Mayors), attiva da molti anni e che riunisce migliaia di Governi locali impegnati, su base volontaria, a implementare gli obiettivi comunitari su clima ed energia, sostenendoli nelle iniziative virtuose di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici.

Si evidenzia infine l'accelerazione posta all'implementazione dell'Accordo di Parigi sul clima dalla **COP 26 di Glasgow** del 2021, durante la quale si è riconosciuto come obiettivo delle politiche climatiche quello di

[26] COM(2020) 662
[27] COM(2020) 663
[28] COM(2020) 741
[29] (A/RES/70/1) UN – Risoluzione adottata dall'Assemblea Generale delle Nazioni Unite del 25 settembre 2015
[30] COM (2021) 82
[31] COM (2020) 789
[32] SWD(2022) 230

mantenere la temperatura globale entro un aumento massimo di 1,5°C rispetto all'epoca preindustriale (l'accordo di Parigi aveva come obiettivo 2°C) e sono stati aumentati i fondi internazionali per l'adattamento soprattutto a supporto dei Paesi più vulnerabili.

2.1.2 La politica energetica nazionale

Il quadro strategico nazionale

Il Documento principale che guida l'attuale strategia italiana in materia di energia è il "**Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima – PNIEC**" per gli anni 2021-2030, redatto nel dicembre 2019 in attuazione del Regolamento UE sulla Governance dell'Energia e dell'Azione per il Clima[33] e attualmente in corso di revisione per allinearlo ai rinnovati obiettivi europei. Il Regolamento, incluso nel pacchetto "Energia Pulita per tutti gli Europei", stabiliva l'obbligo per tutti gli Stati Membri di presentare Piani nazionali contenenti gli interventi da mettere in campo per conseguire gli obiettivi fissati a livello comunitario in materia di riduzione delle emissioni, raggiungimento di una quota minima di energia rinnovabile, miglioramento dell'efficienza energetica e aumento dell'interconnessione elettrica.

Nel seguito si riporta la tabella, contenuta nel PNIEC, con i principali obiettivi in materia di energia e clima al 2030:

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10%[1]
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Tabella 2-2 - Sintesi obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e 2030. Fonte: PNIEC.

Il PNIEC del 2019 si articola secondo cinque linee di intervento, corrispondenti alle cinque dimensioni dell'energia: Decarbonizzazione, Efficienza, Sicurezza Energetica, Sviluppo del mercato interno dell'energia e Ricerca, innovazione e competitività. Gli obiettivi principali stabiliti dal Piano sono i seguenti:

- una percentuale di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;

[33] Regolamento (UE) 2018/1999

- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, con un obiettivo per tutti i settori non ETS del 33%, superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE; mentre nei settori ETS
- il phase-out dal carbone entro il 2025.

Nell'aprile 2021, l'Italia ha pubblicato il suo "**Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza - PNRR**", le cui misure in materia di Energia stanno fornendo un contributo significativo al raggiungimento e superamento degli obiettivi attualmente previsti dal PNIEC. Il PNRR è sviluppato in attuazione del Regolamento UE che istituisce il dispositivo per la ripresa e la resilienza (RRF)[34] ed è il perno della strategia di ripresa post-pandemica finanziata dallo strumento del "Next Generation EU" citato nella precedente sezione al fine di promuovere una ripresa sostenibile, uniforme, inclusiva ed equa.
Il PNRR dell'Italia, del valore complessivo di 235,12 miliardi di euro[35], si sviluppa attorno a tre assi strategici condivisi a livello UE: digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica e inclusione sociale. È articolato in sei Missioni, una delle quali, la **Missione 2** denominata "**Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica**" è finalizzata a migliorare la sostenibilità e la resilienza del sistema economico e assicurare una transizione ambientale equa e inclusiva con iniziative di lungo periodo. Per la realizzazione della Missione 2 il Piano stanzia risorse complessive per 69,94 miliardi di euro, pari al 30% del totale, posizionandola al primo posto per spesa prevista. Tali risorse sono ripartite secondo quattro componenti, due delle quali inerenti nello specifico il tema dell'Energia:

- C1: Agricoltura sostenibile ed economia circolare (6,97 miliardi di euro);
- C2: Energia rinnovabile, idrogeno e mobilità sostenibile (25,36 miliardi di euro);
- C3: Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici (22,24 miliardi di euro);
- C4: Tutela del territorio e della risorsa idrica (15,37 miliardi di euro).

In particolare, la **componente C2 "Energia rinnovabile, idrogeno e mobilità"** dispone della maggiore dotazione di fondi internamente alla Missione, con il 36% delle risorse totali disponibili, e propone una serie di investimenti e riforme volte a realizzare i seguenti obiettivi generali:

- aumentare la quota di energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili;
- potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete per accogliere l'aumento di produzione di energia da fonti rinnovabili e aumentarne la resilienza a fenomeni meteorologici avversi;
- promuovere la produzione, distribuzione e utilizzo dell'idrogeno come vettore energetico del futuro;
- sviluppare un trasporto locale più sostenibile, che contribuisca non solo alla decarbonizzazione ma anche al miglioramento della qualità della vita dei cittadini;
- sviluppare una leadership internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione.

A tal proposito sono previsti investimenti e riforme, tra gli altri, per la promozione delle fonti rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo; per la promozione di impianti rinnovabili innovativi e la semplificazione delle relative procedure amministrative; per il rafforzamento delle smart-grid e delle infrastrutture di rete; per la conversione ecologica della mobilità locale e la modernizzazione del parco mezzi; e per la promozione della filiera dell'idrogeno.
Relativamente alla **componente C3 "Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici"**, cui sono dedicate il 32% delle risorse totali disponibili per la Missione 2, si propongono investimenti e riforme volte ad aumentare l'efficientamento energetico del parco immobiliare pubblico privato e l'integrazione con le energie rinnovabili, nonché a stimolare gli investimenti locali, creare posti di lavoro e promuovere la resilienza sociale alleviando il problema della povertà energetica. Gli investimenti riguardano la messa in sicurezza e il miglioramento energetico degli edifici scolastici e pubblici in generale, nonché un aumento dell'efficienza energetica e sismica degli edifici residenziali sia pubblici che privati.

[34] Regolamento (UE) 2021/241
[35] Di cui 191, 5 miliardi finanziati attraverso il Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza (RFF), lo strumento chiave nel Next Generation EU; 13 miliardi da React-EU, e ulteriori 30,6 da un Fondo complementare finanziati attraverso lo scostamento di bilancio.

Con la sua dotazione record, il PNRR offre significative opportunità di investimento e di sviluppo sociale ed economico per tutti i territori italiani. Le Regioni sono chiamate ad esercitare un ruolo di primo piano per l'attuazione delle misure: ad esse viene richiesto di gestire gli interventi di cui sono soggetti attuatori, coordinare e supportare la gestione amministrativa degli interventi di cui sono soggetti attuatori i propri Enti territoriali; assicurare l'efficace realizzazione degli adempimenti di monitoraggio, rendicontazione e controllo e monitorare l'avanzamento degli interventi e delle tempistiche previste. Tutto ciò sta ponendo nuove sfide di programmazione, gestione e coordinamento per i territori.

A seguito della recente pubblicazione del Piano "**REPowerEU**", l'Italia (insieme agli altri Stati Membri) dovrà nei prossimi tempi modificare il proprio PNRR, aggiungendo un capitolo dedicato per orientare ulteriori investimenti verso le priorità "REPowerEU" e attuare le riforme necessarie. A tal fine, potrà utilizzare i prestiti rimanenti del Dispositivo per la Ripresa e la resilienza (attualmente pari 225 miliardi di euro), nonché le nuove sovvenzioni del dispositivo finanziate con la messa all'asta di quote del sistema ETS (attualmente pari 20 miliardi di euro).

A completamento del principale quadro strategico nazionale nel settore dell'Energia, si segnalano infine i due seguenti Piani approvati dal MiTE rispettivamente a luglio e settembre 2022: il **Piano per la Transizione Ecologica (PTE)**, che fornisce una visione complessiva delle politiche ambientali ed energetiche dell'Italia integrato con gli obiettivi già delineati nel PNRR, e il **"Piano Nazionale di Contenimento dei Consumi di Gas naturale"** che, in linea con il già citato Regolamento (UE) 2022/1369, mette in campo misure urgenti per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti nazionali.

Il **Piano per la Transizione Ecologica** è articolato in otto ambiti di intervento, due dei quali, "**La decarbonizzazione**" e "**La mobilità sostenibile**" riguardano nello specifico la tematica dell'Energia[36].
Per ciò che attiene alla decarbonizzazione, le tappe italiane del PTE sono scandite dagli impegni e dagli obiettivi UE così come aggiornati dal pacchetto "Pronti per il 55%", che stabiliscono la neutralità climatica al 2050 e la riduzione del 55% al 2030 delle emissioni di gas serra. Per raggiungere tali obiettivi, il Piano prevede un ulteriore sforzo per aumentare l'efficienza energetica, in particolare negli edifici pubblici e privati e nei trasporti, e un aumento dell'elettrificazione del sistema energetico, che dovrà superare il 50%. Le fonti rinnovabili rivestiranno un ruolo centrale, con un apporto alla generazione elettrica di almeno il 72% al 2030, fino a raggiungere quote prossime al 100% nel 2050. Dovrà essere affrontato il problema della povertà energetica, che interessa ormai il 13% delle famiglie italiane, e si dovrà porre particolare attenzione alla decarbonizzazione del comparto industriale, in particolare nei settori cd. "hard-to-abate", dove sarà necessario promuovere l'uso di combustibili rinnovabili quali l'idrogeno, le bioenergie e i carburanti sintetici, nonché ricorrere alla cattura e stoccaggio di CO_2.
Sul tema della mobilità sostenibile, il PTE si allinea agli obiettivi europei stabiliti dalla "Strategia per una mobilità sostenibile e intelligente", che si propone di far circolare 30 milioni di auto elettriche entro il 2030 (6 milioni in Italia), navi e aerei a emissioni zero entro il 2035, il raddoppio del traffico ferroviario ad alta velocità al 2030 e la sua triplicazione al 2050, l'aumento del 50% del traffico merci su rotaia entro il 2030 e il suo raddoppio al 2050. Per raggiungere tali obiettivi, e in linea con quanto già previsto sul tema nelle Missioni 2 e 3 del PNRR, il settore dei trasporti dovrà convertirsi progressivamente a veicoli elettrici, a idrogeno e biocarburanti. La filiera dell'auto dovrà accelerare lo sviluppo di nuovi modelli, accompagnata da un'adeguata politica industriale e da un aumento della domanda pubblica soprattutto nel settore del trasporto pubblico locale; la mobilità privata dovrà essere sostituita progressivamente dalla mobilità collettiva, anche attraverso il miglioramento del servizio di trasporto pubblico; e sarà necessario intervenire sul trasporto merci, incluso quello marittimo.

Il **"Piano Nazionale di Contenimento dei Consumi di Gas naturale"** interessa il 15% del consumo di riferimento nel periodo considerato, in linea con quanto stabilito dal Regolamento Europeo. Le misure

[36] Gli altri ambiti di intervento sono: il miglioramento della qualità dell'aria; il contrasto al consumo di suolo e al dissesto idrogeologico; il miglioramento delle risorse idriche e delle relative infrastrutture; il ripristino e il rafforzamento della biodiversità; la tutela del mare; la promozione dell'economia circolare, della bioeconomia e dell'agricoltura sostenibile.

previste, che in parte sono già state avviate nei mesi antecedenti l'approvazione del Piano, sono sintetizzabili come segue:

a) la massimizzazione della produzione di energia elettrica, nel settore termoelettrico, con combustibili diversi dal gas e l'accelerazione delle energie rinnovabili nel settore elettrico;
b) le misure di contenimento nel settore riscaldamento, in parte anticipate per quanto riguarda gli edifici pubblici dall'articolo 19-quater del decreto-legge n. 17 del 1° marzo 2022[37];
c) un insieme di misure comportamentali nell'uso efficiente dell'energia, che integrano la politica nazionale in materia di efficienza energetica, anche al fine di aiutare cittadini e imprese a ridurre i costi della propria bolletta energetica. Tali misure saranno promosse attraverso una apposita campagna informativa istituzionale, saranno di natura volontaria e saranno integrate ove necessario da strumenti di sostegno alla scelta del comportamento efficiente;
d) il contenimento volontario dei consumi nel settore industriale, su cui è stato aperto un confronto con le categorie produttive al fine di valorizzare tutte le opportunità a basso impatto sulla produzione e in ogni caso salvaguardando i settori strategici.

L'insieme del contributo atteso dalle misure di cui ai punti a), b) e c) porterà alla riduzione dei consumi del 15%, in linea con quanto previsto dal Regolamento UE. Ciò equivale ad una riduzione di almeno 8.2 miliardi di Smc di gas naturale, di cui circa 5,3 miliardi provenienti dalla massimizzazione della produzione di energia elettrica da combustibili diversi dal gas (circa 2,1 miliardi di Smc di gas) e dai risparmi connessi al contenimento del riscaldamento (circa 3,2 miliardi di Smc di gas), cui si aggiungono le misure comportamentali da promuovere attraverso campagne di sensibilizzazione.
A questa prima previsione di misure di contenimento potranno essere integrate le misure di cui al punto d) relative alla riduzione dei settori industriali, in particolare energivori.

L'articolato quadro di politiche nazionali in materia di energia e clima è infine arricchito da un significativo numero di Documenti, Strategie e iniziative che, affiancandosi ai grandi Piani appena citati, contribuiscono, ognuno per lo specifico ambito di interesse, a delineare priorità e obiettivi per il Paese. Di seguito si elencano le maggiormente rilevanti rispetto al PEAR, precisando che alcuni di essi sono attualmente in corso di approvazione o aggiornamento:

- **Piano nazionale di adattamento ai Cambiamenti Climatici - PNACC**, finalizzato all'attuazione della **Strategia Nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici (SNACC)** del 2015[38], a sua volta derivante dalla corrispondente Strategia Europea del 2013 poi aggiornata nel 2021. Una versione di PNACC è stata presentata nel 2018[39], ma l'iter di approvazione risulta ancora in corso;
- **Strategia Italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni di gas serra**[40] del 2021, in attuazione del Regolamento UE 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'Energia, che individua i possibili percorsi per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 sviluppando uno Scenario di Decarbonizzazione;
- **Strategia per la riqualificazione energetica del parco immobiliare nazionale – STREPIN**[41], presentata nel 2020 per favorire gli investimenti di efficientamento energetico del comparto edilizio nazionale. L'iter di approvazione risulta essere ancora in corso;
- **Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile – SNSvS**[42] del 2017, declina gli obiettivi dell'Agenda 2030 a livello nazionale, fornendo un quadro strategico di riferimento delle politiche settoriali e territoriali in Italia;
- **Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee – PITESAI**[43], approvato con DM 28 dicembre 2021 dal MITE, che definisce il quadro di riferimento delle aree dove è consentito lo

[37] Decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, coordinato con la legge di conversione 27 aprile 2022, n. 34, recante: «Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali.»
[38] Approvata con Decreto direttoriale n. 86 del 16 giugno 2015
[39] https://www.mite.gov.it/sites/default/files/archivio/allegati/clima/pnacc.pdf
[40] https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts_it_it.pdf
[41] https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/STREPIN_2020_rev_25-11-2020.pdf
[42] https://www.mite.gov.it/sites/default/files/archivio_immagini/Galletti/Comunicati/snsvs_ottobre2017.pdf
[43] https://unmig.mise.gov.it/images/docs/PiTESAI.pdf

svolgimento di attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, valorizzando la sostenibilità ambientale e socio-economica delle stesse;

- **Piano Strategico Nazionale della Mobilità sostenibile – PSNMS** del 2019, approvato con DPCM 30 aprile 2019 e da aggiornare entro tre anni, che prevede il rinnovo del parco autobus dei servizi di trasporto regionale e locale, la promozione e il miglioramento della qualità dell'aria attraverso l'utilizzo di mezzi meno inquinanti e il finanziamento delle infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici;
- **Piano Nazionale sulle infrastrutture di ricarica – PNIRE**, previsto dal DL 83/2012 e attualmente in fase di aggiornamento, che ha come oggetto la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli elettrici, anche tramite azioni di recupero del patrimonio edilizio.

La normativa nazionale

A livello nazionale, il recepimento delle politiche e delle Direttive Europee di cui alla sezione precedente delinea un quadro normativo piuttosto ampio e articolato.

Il **Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192** e successive modificazioni e i suoi decreti attuativi (**DM 26/06/2015 e DPR 74/2013**) rappresentano il quadro normativo vigente che ha consentito l'attuazione sul territorio nazionale delle Direttive comunitarie in ambito di efficienza e prestazione energetica in edilizia. Il Decreto Legislativo 10 giugno 2020, n. 48 ha apportato le più recenti modifiche al D.Lgs 192/2005, al fine del recepimento della Direttiva 844/2018, intervenendo su finalità, definizioni e ambito di applicazione. Il D.Lgs 192/2005 e ss.mm.ii definisce criteri, condizioni e modalità per l'applicazione di requisiti minimi di prestazione energetica per nuovi edifici, per edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione importante e per elementi edilizi o sistemi tecnici per l'edilizia rinnovati o sostituiti; per il calcolo della prestazione energetica degli edifici e la sua certificazione; per l'esercizio, conduzione, controllo e manutenzione degli impianti termici; per il conseguimento degli obiettivi energetici e ambientali nell'edilizia attraverso l'introduzione di strategie nazionali di lungo termine per la ristrutturazione del parco immobiliare nazionale (la cd. STREPIN di cui al precedente paragrafo); per fornire maggiori informazioni agli utenti finali sia in termini di efficienza energetica che di conoscenza del parco immobiliare nazionale; e per promuovere la diffusione di infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici integrandole negli edifici. Vengono inoltre aggiornate e introdotte una serie di definizioni relative agli impianti e viene integrata la disciplina sugli strumenti finanziari e i meccanismi pubblici di sostegno all'efficienza energetica degli edifici.

La Direttiva EED sull'efficienza energetica è stata recepita in Italia dal **Decreto Legislativo 14 luglio 2020, n. 73**, che modifica il precedente D. Lgs 102/2014 (a sua volta attuativo della precedente Direttiva sull'efficienza energetica). Le modifiche apportate dal D.Lgs. 73/2020 consistono nell'adeguamento degli obiettivi di risparmio nazionale energetico e nel conseguente aggiornamento della disciplina degli strumenti giuridici atti a conseguirli. In primo luogo, viene esplicitato e dunque introdotto nell'ordinamento italiano il principio dell'"Energy Efficiency First", che impone agli Stati Membri di prendere in considerazione le soluzioni di efficienza energetica nelle loro decisioni politiche e di investimento in ambito energetico. Viene aggiornato al 2030 l'orizzonte temporale per il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica, che dovrà essere pari al contributo nazionale minimo di efficienza energetica notificato con il PNIEC (e dunque equivalente ad una riduzione del 43% dell'energia primaria e al 39,7% dell'energia finale rispetto allo scenario PRIMES 2007); vengono introdotte modifiche a due dei principali meccanismi incentivanti dell'efficienza energetica, i "Certificati Bianchi" e il "Conto Termico"; vengono modificate le disposizioni sull'efficienza energetica degli edifici pubblici, rafforzando le misure necessarie al raggiungimento dell'obiettivo di riqualificazione energetica degli immobili della pubblica amministrazione centrale pari almeno al 3% annuo; viene introdotto l'obbligo di lettura da remoto per tutti i nuovi contatori e, dal 2027, per i contatori già installati; e vengono introdotti obblighi per le grandi imprese energivore e meccanismi incentivanti per l'efficienza energetica nelle PMI.

La Direttiva RED II sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili è stata recepita nell'ordinamento italiano dal **Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199**, che definisce strumenti, meccanismi e incentivi,

nonché il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, in conformità con le previsioni del PNIEC e anche al fine dell'attuazione delle misure previste dal PNRR su questo tema. Il Decreto contiene disposizioni per semplificare e stabilizzare il sistema degli incentivi dell'energia prodotta da rinnovabili, snellire le procedure autorizzative per l'istallazione degli impianti e semplificare l'individuazione delle aree idonee per l'istallazione. Introduce inoltre la disciplina aggiornata delle Comunità Energetiche Rinnovabili, precedentemente contenuta in via parziale e transitoria nell'articolo 42 bis del d.l. n. 162 del 30 dicembre 2019 (il c.d. "Decreto Milleproroghe"), definendo le configurazioni di autoconsumo di energia rinnovabile e Comunità di Energie Rinnovabili, richiamando gli obiettivi delle CER e i soggetti che vi possono prendere parte e stabilendo condizioni per l'organizzazione delle stesse. Prevede infine specifiche misure per la promozione degli impianti a biometano e a idrogeno.

2.1.3 Normativa regionale

Il quadro strategico regionale

La Liguria dispone di un **Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)** approvato con DGR n. 1517 del 5/12/2014. Il Piano delinea la strategia energetica regionale e individua gli obiettivi e le linee di sviluppo fino al 2020 al fine di contribuire al raggiungimento degli obiettivi fissati a livello europeo e nazionale, ponendo le basi per la pianificazione energetica al 2030 e al 2050.

In particolare, i tre macro-obiettivi del PEAR della Liguria 2014-2020 (raggiungimento degli obiettivi del Burden Sharing, sviluppo economico e comunicazione) si articolano in due obiettivi generali verticali: la diffusione delle fonti rinnovabili (elettriche e termiche) e loro inserimento in reti di distribuzione "intelligenti" (smart grid), e la promozione dell'efficienza energetica, e su due obiettivi generali orizzontali: il sostegno alla competitività del sistema produttivo regionale e l'informazione e formazione dei cittadini e formazione degli operatori sui temi energetici, a loro volta suddivisi secondo linee di sviluppo e azioni specifiche coordinate con la programmazione dei fondi POR-FESR 2014-2020.
Il Piano declina inoltre tali obiettivi secondo indirizzi specifici per i vari settori: per quanto riguarda la diffusione delle rinnovabili vengono analizzate le varie tipologie di fonti, valutando lo stato attuale delle istallazioni, le criticità emerse in precedenza e le condizioni di contorno che possono limitarne o favorirne lo sviluppo; mentre per ciò che attiene l'obiettivo di incremento dell'efficienza energetica vengono individuate linee di sviluppo per i settori residenziale, terziario pubblico e privato, imprese e cicli produttivi, effettuando una stima delle possibili ricadute in termini di riduzione dei consumi.

Nel 2018 la Regione Liguria ha inoltre dato il via alle attività che, attraverso il coinvolgimento delle istituzioni e degli stakeholder locali, hanno portato alla costruzione della **Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile (SRSvS)**, definitivamente approvata con DGR n.60 del 29 gennaio 2021. La Strategia regionale declina gli obiettivi di sviluppo sostenibile dell'Agenda 2030 a livello locale in coerenza con la corrispondente Strategia nazionale, attraverso l'individuazione di azioni prioritarie e la definizione di un sistema degli indicatori. Vengono identificati 49 obiettivi prioritari, di cui 10 afferenti all'area "Persone", 17 all'area "Pianetà", 16 all'area "Prosperità" e 6 all'area "Pace".
In particolare, l'area "**Prosperità**" della Strategia Regionale si pone come obiettivo la creazione di un nuovo modello economico circolare, che garantisca il pieno sviluppo del potenziale umano e un più efficiente e responsabile uso delle risorse. Tra le 4 scelte strategiche individuate in quest'area, la "**Scelta Strategica IV. Decarbonizzare l'Economia**" si pone i seguenti obiettivi specifici:

- incrementare l'efficienza energetica e la produzione di energia da fonte rinnovabile evitando o riducendo gli impatti sui beni culturali e il paesaggio;
- aumentare la mobilità sostenibile di persone e merci;
- abbattere le emissioni climalteranti nei settori non-ETS.

Anche l'area "**Pianeta**" si pone alcuni obiettivi in materia di energia e clima, relativamente alla necessità di minimizzare le emissioni e abbattere le concentrazioni inquinanti in atmosfera, nonché di garantire elevate prestazioni ambientali di edifici, infrastrutture e spazi aperti.

Infine, nel 2020 la Regione Liguria ha avviato il percorso di costruzione della propria **Strategia Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC)**, che si colloca all'interno della più ampia Strategia regionale per lo sviluppo Sostenibile contribuendone in via prioritaria all'attuazione. A tal fine, è stato sviluppato uno studio sugli scenari climatici futuri riferibili al territorio ligure; ed è stata svolta una ricognizione sul tema dell'adattamento che ha coinvolto i principali stakeholder locali, con l'obiettivo di raccogliere le "buone pratiche" del territorio e individuare i settori e gli impatti su cui esse agiscono.

La normativa regionale vigente

Dal punto di vista normativo, negli ultimi anni la Regione Liguria ha proseguito nella revisione delle proprie norme in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica per allinearsi agli obiettivi e agli sviluppi nazionali.

Con la **LR 22/2007 "Norme in Materia di energia**" (modificata dalla LR 32/2016) e relativi regolamenti attuativi la Regione ha aggiornato il quadro normativo e dei regolamenti per quanto attiene il rendimento energetico degli edifici, la certificazione energetica e i requisiti minimi. In particolare, le principali novità introdotte dalla **L.R. n. 32/2016** hanno interessato i seguenti ambiti:

- gli standard prestazionali per gli edifici nei casi di nuove costruzioni, ristrutturazioni importanti o riqualificazioni, in conformità con il DM "Requisiti Minimi" del 2015;
- le procedure e metodi di calcolo per la redazione degli attestati di prestazione energetica (APE), in conformità con il DM "Linee Guida" del 2015;
- il format di APE, in conformità con il DM. "Linee Guida";
- la messa in esercizio di una nuova versione del software regionale (CELESTE 3.0) per la redazione degli Attestati di Prestazione Energetica (APE) regionali, conforme alle norme tecniche UNI/TS 11300;
- gli schemi e le modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto in funzione delle diverse tipologie di intervento, in conformità con il DM "Relazioni Tecniche" del 2015.
-

Nel 2018 è entrato in vigore il **Regolamento regionale 21 febbraio 2018 n. 1** in attuazione dell'articolo 29 della LR 22/2007, successivamente modificato dal Regolamento regionale 5/2019. Il Regolamento definisce i criteri per l'iscrizione nell'elenco regionale dei Certificatori Energetici, la metodologia e le procedure per la trasmissione degli attestati al Sistema Informativo degli Attestati di Prestazione Energetica della Regione Liguria (SIAPEL), i piani e le procedure per la verifica a campione degli APE trasmessi al SIAPEL, i criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici e l'interconnessione tra SIAPEL e Catasto degli Impianti Termici della Regione Liguria (CAITEL).

In materia di fonti rinnovabili, la Regione Liguria in data **6 luglio 2020** ha approvato, anticipando il recepimento a livello nazionale della Direttiva cd. "RED II", la **Legge Regionale n. 13**[44] "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche". La Legge Regionale prevede che:

- i Comuni e gli Enti locali che intendano procedere alla costituzione di una comunità energetica rinnovabile (CER) adottino uno specifico protocollo d'intesa, cui possono aderire soggetti pubblici e privati;
- le comunità energetiche redigano, entro sei mesi dalla loro costituzione, un bilancio energetico e, entro dodici mesi, un documento strategico che individui le azioni per la riduzione dei consumi energetici da fonti non rinnovabili e l'efficientamento dei consumi energetici;
- le comunità energetiche acquisiscano e mantengano la qualifica di soggetti produttori di energia se annualmente la quota dell'energia prodotta destinata all'autoconsumo da parte dei membri attraverso l'utilizzo di reti pubbliche non è inferiore al 70% del totale;
- venga istituito un tavolo tecnico permanente cui partecipano, tra l'altro, i rappresentati delle comunità energetiche e le associazioni maggiormente rappresentative del settore ambientale, energetico e delle rinnovabili.

In attuazione della Legge, la Giunta Regionale della Liguria ha dunque approvato la **Deliberazione n. 392 del 7 maggio 2021**[45] in cui vengono definiti i **criteri** per:

[44] P_20200715100553557156605923_1.PDF (burl.it)

[45] http://decretidigitali.regione.liguria.it/ArchivioFile/AMM2021392/REG_AMM_A_392_2021.pdf

- l'adozione di un protocollo di intesa da parte dei comuni ed enti locali che intendano proporre la costituzione di una comunità energetica o aderire a una comunità esistente;
- la redazione del bilancio energetico delle comunità energetiche;
- la redazione del documento strategico delle comunità energetiche.
-

Nell'agosto 2022, a seguito dell'evoluzione del quadro normativo nazionale avvenuta con l'approvazione del Decreto Legislativo n. 199/2021 di recepimento della Direttiva "RED II", La Regione ha proposto il **Disegno Di Legge di emendamento alla RL 13/2020**, che provvede ad un suo aggiornamento al fine di renderla più rispondente alle esigenze territoriali della Liguria e allinearla alla vigente norma statale. Tali modifiche mirano inoltre a promuovere l'attuazione delle misure previste dal PNRR per agevolare la diffusione e finanziamento delle CER anche nei comuni liguri più piccoli, fornendo loro un'opportunità di sviluppo e di acquisizione di maggiore attrattività sotto il profilo dello sviluppo e dell'erogazione di servizi energetici.

2.2 L'inquadramento territoriale e socio-economico

Al fine di stabilire gli obiettivi della pianificazione energetica regionale al 2030, dopo aver analizzato il quadro delle norme e degli obblighi da esse stabilite, vengono descritti sinteticamente il contesto territoriale e le componenti antropiche che ne caratterizzano le principali dinamiche: demografica e socio-economica.

2.2.1 Il territorio[46]

La Liguria occupa un arco di terra nella zona costiera dell'Italia settentrionale, delimitato a Sud dal Mar Ligure e a Nord dalle montagne che segnano l'incontro tra le Alpi e l'Appennino. Da Ovest a Est si estende dal Comune di Ventimiglia, posto al confine con la Francia, fino a Sarzana, ultimo comune ligure prima della Toscana.
Il territorio regionale ha un'estensione di 5.416 km^2, pari all'1,8% del territorio nazionale: di questi, il 65% (3.520 km^2) è qualificato come montagna mentre il restante 35% è identificato come collina (1.896 km^2). La costa, generalmente alta con frequenti falesie, si estende per una lunghezza di circa 336 km. La profondità del territorio è compresa tra un minimo di 7,5 km nel punto più stretto, alla periferia occidentale della città di Genova, e un massimo di 36 km nell'estremo ponente regionale.
I corsi d'acqua sono per la maggior parte a regime torrentizio, orientati perpendicolarmente da Nord a Sud. I fiumi principali sono situati alle estremità della regione e scorrono solo parzialmente all'interno di questa: a Ponente il Roia, lungo 58 km con un bacino imbrifero di550 km^2 e a Levante il Magra, lungo 62 km con un bacino imbrifero di 1.655 km^2. La Liguria è la Regione italiana a più elevato indice di boscosità: i suoi boschi ricoprono una superficie di circa 375.000 ettari con un indice, espresso in rapporto con la superficie totale, pari al 69% contro il 34% della media nazionale[47]. I boschi alti (cerrete, faggete, castagneti e pinete ad esempio) occupano l'84,4% della superficie forestale totale, gli arbusteti il 7,4%, le formazioni riparie il 3,3% e le boscaglie pioniere o di invasione il 4,9%. Quest'ultimo dato evidenzia la progressiva occupazione del bosco negli ex coltivi abbandonati, che determina la costante crescita della superficie forestale regionale.
La Liguria, essendo esposta prevalentemente a Sud (per il 72%), gode del clima mite mediterraneo marittimo, con escursioni annue intorno ai 15 gradi, medie invernali intorno ai 10 gradi ed estati con valori intorno ai 24 gradi. Il clima varia spostandosi dalla costa verso l'interno: per gli oltre due terzi del territorio che affacciano a mezzogiorno è quello mediterraneo marittimo, mentre sui rilievi le condizioni sono tantomeno favorevoli quanto più aumenta l'altitudine. Il territorio sul versante settentrionale padano (pari al 28%) risente negativamente del clima della pianura. La complessa orografia influenza il clima, provocando variazioni nella direzione e velocità del vento e favorendo l'instaurarsi di fenomeni anemologici a scala locale. Così, nei punti più interni del golfo di Genova, alcune giornate invernali possono risultare particolarmente rigide a causa dei venti freddi provenienti dai valichi appenninici.

In termini di scenari futuri sul clima[48], si prevede che la Liguria sarà caratterizzata da tre aree geografiche che potrebbero, in modo differente, risentire degli effetti del cambiamento climatico. La zona del Levante

[46] Fonti: Piano di risanamento e tutela qualità dell'aria; Piano Energetico Ambientale Regionale 2014-2020; Rapporto sullo stato delle foreste in Liguria 2010; Rivista Ligure di Meteorologia.
[47] Dati dell'Inventario nazionale delle foreste e dei serbatoi di carbonio - INFC 2007
[48] Scenari Climatici 2038-2068 prodotti da Fondazione CIMA.

potrebbe essere interessata da precipitazioni più intense e frequenti, mentre potrebbero diminuire nel Ponente, dove si prevede anche un maggior aumento della temperatura media. Nell'area montana si potrebbe assistere ad una minore diminuzione dei giorni consecutivi di siccità rispetto alle aree costiere. L'impatto più significativo potrebbe registrarsi sulle alte quote, con una conseguente diminuzione delle nevicate annuali.
Dal punto di vista Amministrativo, il territorio è suddiviso in 234 Comuni e quattro Province: Genova, capoluogo di Regione che, posto quasi al centro della regione la divide in due parti: la Riviera di Ponente e quella di Levante; Imperia; Savona e La Spezia.
Dei 234 Comuni liguri, 125 appartengono alle zone collinari e 109 alla fascia montana. 85 sono i comuni che si trovano in una fascia d'altitudine inferiore ai 110 m, mentre 81 si collocano in una fascia che va dai 200 ai 500 m; solo un Comune (S. Stefano d'Aveto) supera i 1.000 m d'altezza. La provincia di Genova è quella che presenta maggiori caratteristiche di montagna (83% del territorio), mentre quella di La Spezia è la più collinare (61% della superficie). Con i suoi 2201 metri di altitudine, la vetta più alta è il Monte Saccarello, sito in provincia di Imperia.

2.2.2 Gli aspetti demografici

Sulla base dei dati ISTAT[49], al 31 dicembre 2020 la popolazione residente in Liguria è pari a 1.518.495 unità.
La distribuzione territoriale evidenzia un sostanziale squilibrio tra l'area costiera, in cui si rilevano i più elevati valori di densità di popolazione, e le zone interne. Nei 67 comuni della provincia di Genova, che copre il 33,9% del territorio regionale, si concentra più della metà della popolazione (54,2%). La seconda provincia più grande è Savona, sia in termini di superficie (28,5%) che di popolazione (17,8%). I residenti nelle province di Imperia e La Spezia, che insieme coprono il 37,6% del territorio, rappresentano il 28,0% della popolazione regionale.
Rispetto all'anno precedente, nel 2020 si registra una diminuzione della popolazione pari a 6.331 unità. Tale calo interessa tutte le quattro Province Liguri e 168 Comuni della Liguria, con percentuali più alte nei Comuni delle zone interne e fino a 10.000 abitanti, maggiormente colpite dallo spopolamento. Le flessioni più significative si registrano a Savona (-0,8%) e La Spezia (-0,7%), mentre sono più contenute nelle province di Genova (-0,3%, che però registra il calo più consistente in valore assoluto con -2.582 unità) e Imperia (-0,1%).
La dinamica demografica per l'anno 2020 è stata in parte influenzata dalla crisi pandemica, con un incremento del tasso di mortalità dal 14 per mille al 16,9 per mille e una diminuzione del tasso migratorio internazionale, che pur rimanendo positivo in tutte le province cala in maniera consistente dal 4,2 al 2,4 per mille su base regionale. Sulla natalità gli effetti sono stati meno immediati, con un tasso che nel 2020 risulta lievemente aumentato rispetto all'anno precedente passando dal 5,7 al 5,8 per mille.

Prevale anche nel 2020 la componente femminile, con le donne che rappresentano il 52% del totale superando gli uomini di oltre 60.000 unità. La Liguria si conferma inoltre la popolazione più anziana d'Italia, come emerge dal profilo delle piramidi delle età riportato nel seguito. A tal proposito si registra un'età media regionale, stabile rispetto al 2019, di 48,7 anni, a fronte dei 45,4 della media nazionale.

[49] Censimento permanente della popolazione in Liguria al 2020 - Istat

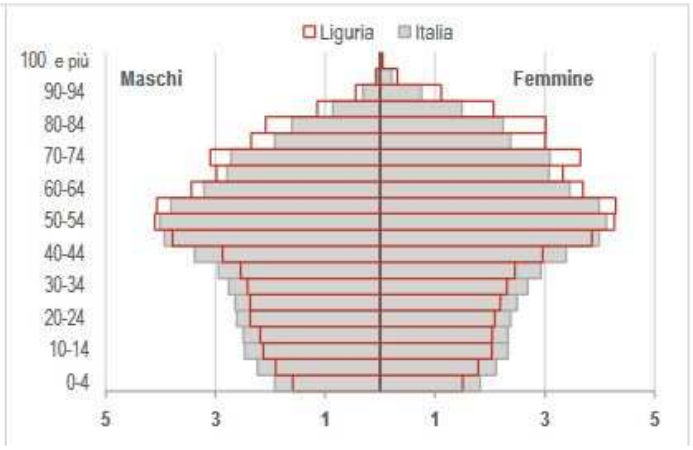


Figura 2-3 – Piramide delle età e della popolazione residente, Liguria e Italia. Valori percentuali.
Fonte: Censimento permanente della prolazione in Liguria al 2020 – Istat.

A livello provinciale, la struttura demografica più giovane si registra nelle province di La Spezia e Imperia, mentre la più anziana si rileva nella provincia di Savona, che con un'età media di 49,3 anni presenta valori ampiamente al di sopra della media regionale.

Per quanto riguarda l'istruzione, cresce rispetto all'anno precedente il livello medio d'istruzione della popolazione residente in Liguria, grazie alla crescita continua della scolarizzazione e al conseguimento di titoli di livello superiore. Il tasso di diplomati passa dal 37,9% al 38,4% e gli abitanti con istruzione terziaria superiore dal 15,0% al 15,5%.
I cittadini che si spostano quotidianamente per recarsi sul luogo di studio o lavoro sono 754.595, pari al 49,5% della popolazione residente, con la percentuale più alta registrata in provincia di Genova (51,0%).
Il 91,4% della popolazione ligure vive in comuni classificati come Centri, mentre i restanti 129.906 abitanti risiedono in 102 Comuni delle cd. "Aree Interne". I Comuni delle Aree Interne differiscono in maniera significativa rispetto a quelli dei Centri, presentando livelli di invecchiamento superiori, una percentuale minore di abitanti in possesso di un titolo di studio terziario e un minor tasso di spostamento per studio o lavoro.
La popolazione straniera della Liguria ammonta a 149.863 residenti, con un aumento di oltre 10.000 unità rispetto al 2019 che però riesce ad arginare solo in parte il calo complessivo della popolazione regionale. Tale popolazione risulta più giovane rispetto alla componente di nazionalità italiana, con un'età media di 35 anni contro i 50,3 degli italiani e una presenza maggiore di uomini.

2.2.3 Il sistema economico

La struttura produttiva ligure consta di poco meno di 130.000 imprese[50], suddivise in cinque macro-settori: industria, costruzioni, commercio all'ingrosso e al dettaglio, trasporto e magazzinaggio, servizi (inclusi servizi di alloggio e ristorazione). Essa si caratterizza per una forte prevalenza delle imprese di servizi rispetto a quelle industriali, nonché – in linea con il resto del Paese – per la prevalenza di imprese a gestione individuale/familiare.
Con riferimento al numero di addetti e fatturato, prevale la tipologia di impresa "micro", che costituisce circa il 96% delle imprese operanti nei settori delle costruzioni e del commercio e che si assesta su un valore medio dell'85% per gli altri ambiti.
La Piccole e Medie imprese ammontano a poco più di 4.800 unità, di cui la metà riconducibile ai servizi (nei quali emergono per numerosità le strutture turistiche, della ristorazione e sportive) e la restante parte ascrivibile agli ambiti manifatturiero, commercio e costruzioni.

[50] http://dati.istat.it/ sezione imprese.

Le grandi imprese sono poco superiori a 80 ed appartengono al settore industriale: operano nel campo manufatturiero, nella fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata, nella fornitura di acqua, nella manutenzione e conduzione delle reti fognarie, nelle attività di gestione dei rifiuti e risanamento, oltre che nel commercio, nel trasporto e nelle attività di servizi propri dei comparti sanità e assistenza sociale.

Si evidenziano inoltre come settori caratteristici del tessuto ligure, le imprese della cantieristica navale e del settore portuale (in prevalenza riconducibili a PMI che svolgono attività su una stessa area) e dell'ICT/telecomunicazioni.
L'andamento del PIL della Liguria risulta fortemente influenzato dalla recente crisi pandemica, che negli ultimi due anni ha investito quasi tutti i Paesi del mondo e innescato una crisi socio economica dagli impatti senza precedenti. A livello globale il PIL è calato del 3,3%, mentre a livello europeo si è registrato un calo complessivo del 6,9% e a livello italiano del 8,9%. In Liguria, la contrazione del PIL a seguito della crisi si è attestata su un impatto atteso dell'8,5%, portando il PIL regionale dai 42,8 miliardi di euro del 2019 ai 39,2 miliardi di fine 2020. Tale riduzione è pari al PIL del 1995, e riporta l'economia regionale indietro di oltre 25 anni.

A fronte di un quadro congiunturale attuale di sicura sofferenza, si ritiene che le esigenze di raggiungimento degli obiettivi nazionali da parte della Liguria, declinati puntualmente e a diverso livello nel presente Documento, potranno attivare nuovi e significativi volumi di investimenti, generati dalla necessità di soddisfacimento della domanda di energia rinnovabile e dalle politiche di efficienza energetica attivate sul territorio. Ciò produrrà un effetto positivo sull'occupazione, sia in termini di forza produttiva necessaria alla produzione dei beni e dei servizi necessari al soddisfacimento degli obiettivi regionali che di manodopera necessaria alla gestione e manutenzione degli interventi realizzati. Parallelamente, anche gli interventi di efficientamento energetico potranno comportare positive ricadute sul tessuto produttivo ligure in termini di risparmio legate alle azioni di contenimento dei consumi.

3 La situazione energetica ligure

Nel presente capitolo viene analizzata la situazione energetica ligure, fondamentale per definire gli indirizzi della strategia energetica del Piano Energetico Ambientale Regionale 2030 (PEAR 2030). In particolare, l'analisi è articolata nelle seguenti sezioni:

- *Bilancio Energetico Regionale (BER).* Il BER consente di fornire una visione globale dei flussi di energia entro i confini regionali per l'anno di riferimento più recente reso disponibile dal Sistema Informativo Regionale Ambientale (2016);
- *la produzione di energia in Liguria.* Viene analizzata la produzione energetica regionale con riferimento alle fonti fossili (in particolare alla presenza di centrali termoelettriche sul territorio) ed alle fonti rinnovabili installate;
- *lo stato di raggiungimento degli obiettivi di Burden Sharing.* I dati forniti dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) sullo stato di raggiungimento degli obiettivi di Burden Sharing consentono di analizzare quanto realizzato da Regione Liguria, fornendo un contributo al quadro energetico regionale.

3.1Il Bilancio Energetico Regionale 2016

Il Bilancio Energetico Regionale (BER) rappresenta lo strumento che consente di ottenere una visione globale dei flussi energetici entro i confini esaminati e della tipologia delle fonti energetiche impiegate, fornendo una fotografia dello stato attuale dell'unità territoriale analizzata per un anno di riferimento in termini quantitativi. Il BER offre la raffigurazione del percorso seguito dalle varie fonti energetiche a partire dalla produzione e/o importazione fino all'utilizzazione finale, attraverso le loro trasformazioni.

La Regione Liguria è dotata di un proprio Sistema Informativo Regionale Ambientale, nell'ambito del quale è presente l'applicativo per il governo dei dati ambientali ed energetici **E²Gov** (Energy & Environmental Governance), che contiene al suo interno i modelli per la realizzazione dell'inventario delle emissioni e del bilancio energetico di livello regionale, provinciale e locale.
In particolare, attraverso appositi moduli il sistema consente la realizzazione di svariate applicazioni tra cui:

- rappresentazione dei dati secondo il modello DPSIR (Determinanti-Pressioni-Stato-Impatto-Risposte) dell'Agenzia Europea dell'Ambiente;
- predisposizione degli indicatori di supporto alla Relazione sullo Stato dell'Ambiente;
- realizzazione di inventari delle emissioni degli inquinanti dell'aria, dell'acqua e del suolo e di catasti delle sorgenti del rumore e delle radiazioni elettromagnetiche;
- realizzazione di Bilanci energetici;
- valutazioni energetiche ed ambientali in specifici settori (trasporti, vegetazione, allevamenti, incendi forestali).

Il sistema può essere applicato a più scale territoriali (nazionale, regionale, provinciale, comunale) e per differenti anni e consente l'aggregazione e la disaggregazione dei dati tra i differenti livelli.
In particolare, l'applicativo **E²Gov** contiene i seguenti componenti:

- *Data Manager*, che gestisce i dati di base per il governo dell'energia e dell'ambiente (inclusi dati di produzione e consumi energetici oltre a dati significativi relativi ad impianti autorizzati);
- *DPSIR*, modello per l'elaborazione di indicatori secondo lo schema DPSIR;
- *Emissions*, modello per la valutazione delle emissioni di inquinanti dell'aria, dell'acqua e del suolo e la valutazione del rumore e delle radiazioni elettromagnetiche;
- *Energy*, modello per la valutazione del bilancio energetico;
- *Disaggregations*, modello per la disaggregazione spaziale (su reticoli o altre strutture geometriche) e temporale (su base mensile, giornaliera ed oraria) dei dati di base, delle emissioni e delle variabili del bilancio energetico;
- *Uncertainty*, modello per la valutazione dell'incertezza dei dati;
- *Projections*, modello per la proiezione dei dati di base, delle emissioni e delle variabili energetiche.

Sono inoltre disponibili i seguenti plug-in al sistema:

- *Road* per la valutazione dei determinanti, dei consumi energetici e delle emissioni da trasporti stradali;
- *Airport* per la valutazione dei determinanti, dei consumi energetici e delle emissioni da aeroporti e linee di navigazione aeree;
- *Port* per la valutazione dei determinanti, dei consumi energetici e delle emissioni da porti e linee di navigazione;
- *Fire* per la valutazione delle emissioni da incendi forestali;
- *Forest* per la valutazione delle emissioni dalla vegetazione;
- *Livestock* per la valutazione delle emissioni da allevamenti di bestiame;
- *Landfill* per la valutazione delle emissioni da discariche di rifiuti;
- *Speciation* per la speciazione delle emissioni di inquinanti dell'aria, dell'acqua e del suolo.

L'applicativo **E^2Gov** produce bilanci energetici e bilanci delle emissioni di anidride carbonica, nonché proiezioni su base regionale, provinciale e comunale.

Le fonti energetiche trattata sono classificate in due categorie:

1. fonti energetiche primarie: carbone, combustibili vegetali, carbone per cokeria, rifiuti industriali, petrolio greggio, gas naturale, biogas, energia idroelettrica, energia fotovoltaica, energia eolica, energia solare;
2. fonti energetiche secondarie: prodotti da carbone non energetico, coke da cokeria, olio combustibile, gasolio, kerosene, naphta, benzina, derivati del petrolio, prodotti petroliferi non energetici, GPL, gas di cokeria, gas di altoforno, gas di raffineria, energia elettrica, calore.

Al fine di analizzare la situazione energetica regionale, il Piano fa riferimento al Bilancio Energetico di Sintesi in formato ENEA più aggiornato a disposizione, relativo all'anno 2016 (Tabella 3-1).

MACRO SETTORE	SETTORE	Combustibili solidi	Combustibili liquidi	Combustibili gassosi	Fonti rinnovabili	Calore	Energia elettrica	TOTALE
Produzioni		0	0	0	145			145
Saldo import-export		793	3.026	1.204	127	0	-1	5.148
Bunkeraggi internazionali		0	-1.451	0	0	0	0	-1.451
Variazione delle scorte		93	0	0	0	0	0	93
Disponibilità interna lorda		885	1.575	1.204	271	0	-1	3.934
Settori di Trasformazione	Ingressi	-1.178	-976	-425	-100			-2.679
	Centrali elettriche	-841	-3	-425	-84			-1.353
	Cokerie	-337	0	0	0			-337
	Raffinerie di petrolio	0	-973	0	0			-973
	Altri impianti	0	0	0	-16			-16
	Uscite	328	992	0	0	37	55	1.915
	Centrali elettriche						558	558
	Cokerie	328						328
	Raffinerie di petrolio		992					992
	Altri impianti	0	0	0				0
	Trasferimenti	-304	-1	-226	-64	-37	-558	
	Energia elettrica	-297	-1	-212	-47		-558	
	Calore	-7	0	-14	-16	-37		
	Altro	0	0	0			0	
Consumi e perdite del settore energia		-36	-22	-9	-1	-7	-48	-123
Disponibilità interna		0	-1.569	-769	-171	-29	-508	-3.046
Consumi finali		0	-1.564	-769	-171	-29	-508	-3.041
	Usi non energetici	0	-5	0	0		0	-5
	Industria	0	0	-178	0	-9	-111	-299
	Manifatturiera di base	0	0	-7	0	-5	-2	-14
	Manifatturiera non di base	0	0	-171	0	-4	-109	-285
	Trasporti	0	-1.441	-9	-28	0	-39	-1.518
	Trasporti su strada	0	-895	-9	-28	0	0	-933
	Altre modalità di trasporto	0	-546	0	0	0	-39	-586
	Altri settori	0	-122	-582	-142	-20	-358	-1.224
	Agricoltura e pesca	0	-31	-10	0	0	-3	-45
	Residenziale	0	-75	-462	-141	-12	-146	-835
	Terziario e P.A.	0	-17	-110	-1	-8	-208	-345

NOTA METODOLOGICA

(1) Nel bilancio regionale sono state contabilizzate in forma dettagliata le quantità importate ed esportate in Regione, mediante indagini dirette presso il Porto Petroli, il terminale GNL, TERNA, SNAM ed altri operatori. Con riferimento all'energia elettrica il relativo saldo import-export è quantificato in base al surplus di produzione elettrica rispetto ai consumi elettrici (comprese le perdite) in Regione.
(2) I consumi finali in Tabella 3-1 non comprendono i consumi relativi alla navigazione in acque nazionali ed al trasporto aereo, tradizionalmente inclusi nei Bunkeraggi.

Tabella 3-1 - Bilancio Energetico di sintesi della Regione Liguria in formato ENEA. Anno 2016 [ktep]. BER 2016. Fonte: Banca dati E²Gov - Sistema Informativo Regionale Ambientale.

Il Bilancio Energetico di Sintesi in formato ENEA ricavato a partire dai dati del Sistema Informativo Regionale Ambientale consente di illustrare alcune considerazioni sul profilo energetico del territorio ligure per l'anno di riferimento 2016. Per quanto riguarda la situazione delle fonti rinnovabili di energia si rimanda a considerazioni specifiche del Capitolo 3.2.2 ad esse dedicato.
Dall'analisi del BER 2016 emerge quanto segue:

- la disponibilità lorda complessiva di energia primaria nel territorio ligure è stata per l'anno considerato pari a 3.934 ktep ed i consumi finali per usi energetici sono stati pari a 3.041 ktep. La Liguria mantiene una funzione di importante porta d'ingresso per le importazioni di energia nazionali che contraddistingue l'assetto energetico della regione da diversi decenni;
- la regione rimane un punto strategico di ingresso e transito per l'energia importata in Italia ed in Europa, in particolare di petrolio, di cui la stragrande maggioranza non rimane in regione bensì viene ri-esportata;

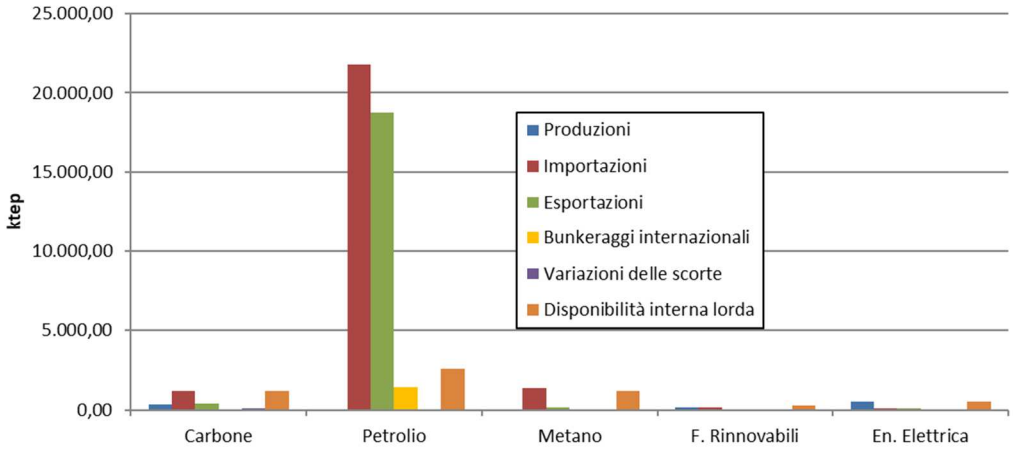


Figura 3-1 - Import/Export e transito di energia per la Liguria - Anno 2016.

- oltre il 90% dell'energia elettrica prodotta in regione (508 ktep su 558 ktep prodotti) viene effettivamente consumata all'interno del territorio regionale; 1 ktep viene importato da fuori regione e 48 ktep sono imputabili ad autoconsumi e perdite del settore elettrico. Si rileva come la produzione di energia elettrica sia passata dai 960 ktep del 2011 ai 558 ktep del 2016, come risultato del progressivo processo di dismissione delle centrali termoelettriche tradizionali presenti sul territorio regionale;

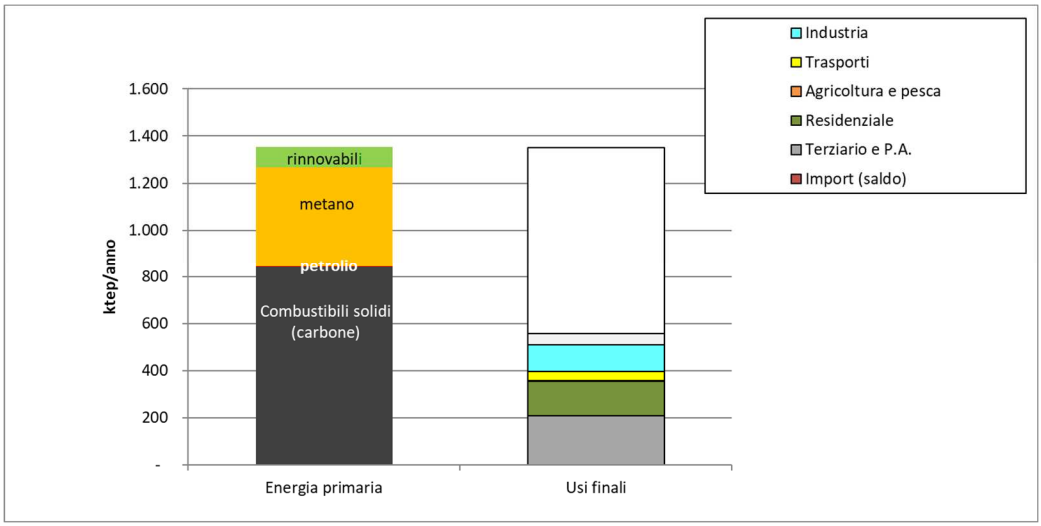


Figura 3-2 - Mix di generazione dell'energia elettrica per fonte e usi finali – Liguria - Anno 2016.

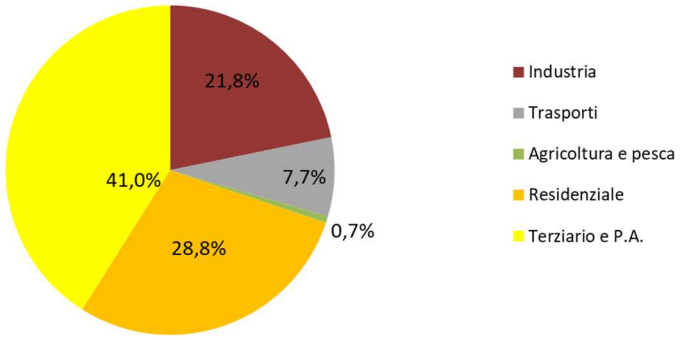


Figura 3-3 – Usi finali interni di energia elettrica – Liguria - Anno 2016.

- il comparto delle trasformazioni è stato caratterizzato negli anni da una riduzione netta dello sfruttamento dei prodotti petroliferi e dei combustibili solidi a favore dei combustibili gassosi e, come già anticipato, da una progressiva riduzione della produzione di energia elettrica. Per l'aggiornamento 2020 della produzione di energia elettrica regionale si veda Capitolo 3.2.1.

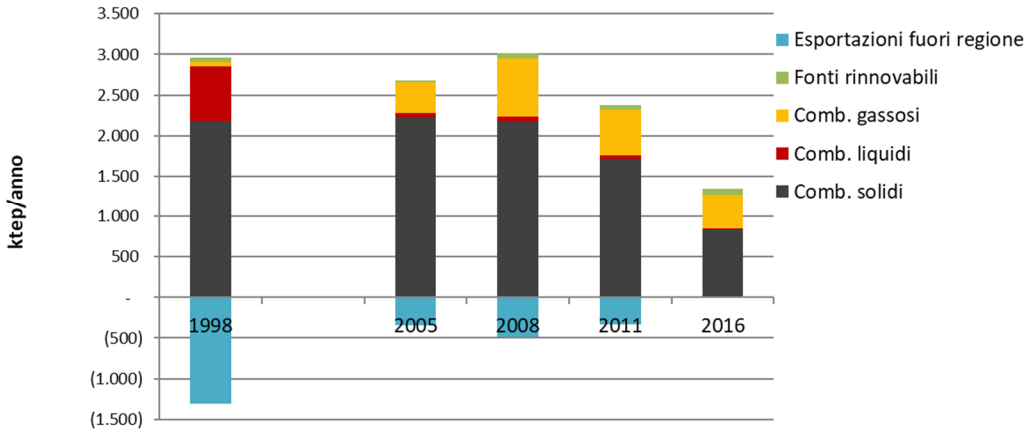


Figura 3-4 – Mix di generazione dell'energia elettrica – Liguria Anni 1998, 2005, 2008, 2011 e 2016.

L'analisi del Bilancio Energetico consente inoltre alcune considerazioni relative ai consumi finali di energia:

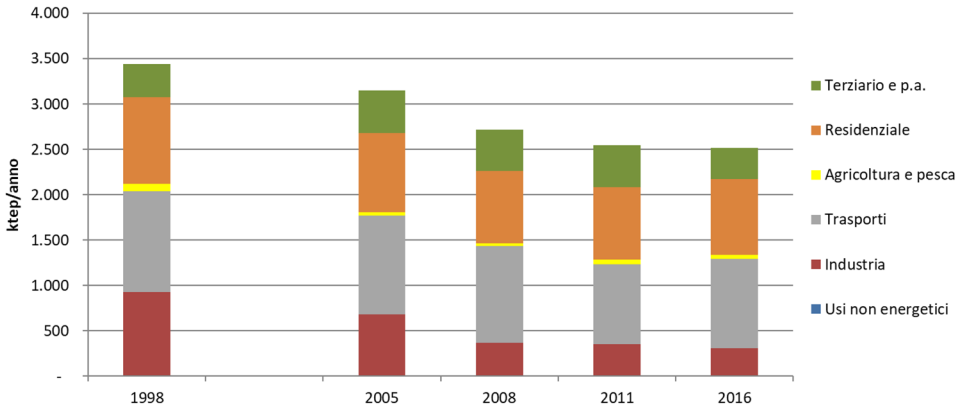


Figura 3-5 – Impieghi finali di energia per settore – Liguria - Anni 1998, 2005, 2008, 2011 e 2016.
Nota: * Sono esclusi i consumi della navigazione marittima interna, che non erano quantificati nelle precedenti versioni del BER
**Le serie storiche non sono confrontabili in relazione ai consumi di legna che sono stati calcolati con metodologie differenti per i diversi anni e che verranno armonizzati nel proseguo delle attività

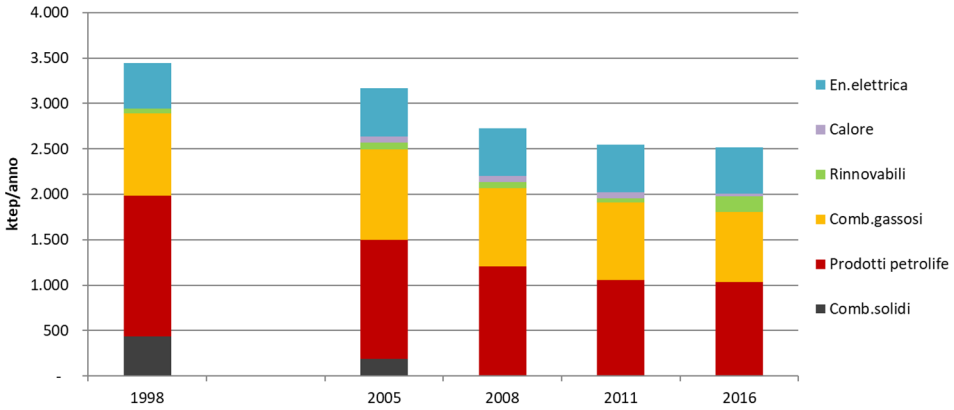


Figura 3-6 – Impieghi finali di energia per fonte – Liguria - Anni 1998, 2005, 2008, 2011 e 2016.

Nota: * Sono esclusi i consumi della navigazione marittima interna, che non erano quantificati nelle precedenti versioni del BER

**Le serie storiche non sono confrontabili in relazione ai consumi di legna che sono stati calcolati con metodologie differenti per i diversi anni e che verranno armonizzati nel proseguo delle attività

- i consumi energetici finali restano sostanzialmente stabili rispetto a quelli del 2011. Sono infatti pari a 2.510 ktep nel 2016 (per tutti i settori esclusa la navigazione marittima) contro i corrispondenti 2.547 ktep del 2011. Ai fini della rappresentazione delle serie storiche la navigazione marittima interna non è stata tenuta in considerazione in quanto non compariva nelle precedenti versioni del Bilancio Energetico Regionale;

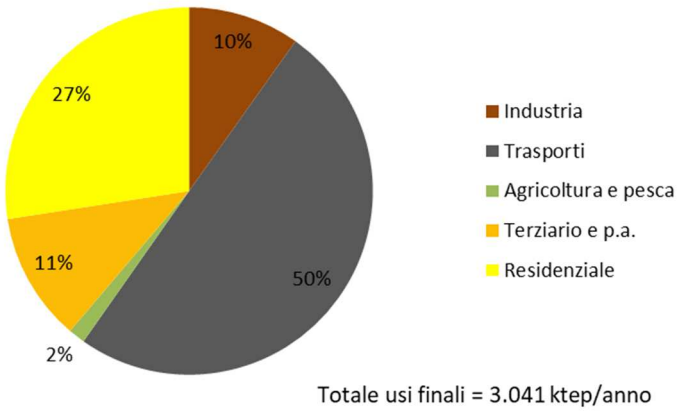


Figura 3-7 – Consumi finali di energia per settore – Regione Liguria Anno 2016.

- al **settore civile** viene attribuita una quota pari a circa il 38% dei consumi finali di energia in diminuzione rispetto al 50% registrato nel 2011; il **settore dei trasporti** incide invece per ben il 50% circa dei consumi finali, considerando anche i consumi per la navigazione marittima interna[51]; tale settore resta fortemente dipendente dal sistema nazionale e risulta pertanto in larga parte *al di fuori del controllo delle autorità territoriali della Regione*: in Liguria, attraverso il sistema portuale, il sistema ferroviario ed il sistema autostradale, transita infatti una quota significativa del traffico merci nazionale. La parte di questa funzione assolta via terra penalizza la mobilità ligure ed ha effetti rilevanti sulla qualità dell'aria, come già evidenziato nel PEAR 2014-2020.

Per quanto riguarda le considerazioni relative alle fonti di energia rinnovabile si rimanda all'analisi di cui al capitolo seguente.

Dal confronto con la media italiana (pro capite) inoltre emerge quanto segue:

- il consumo di fonte primaria è allineato a quello medio italiano;

51 i consumi della navigazione marittima interna non erano quantificati nelle precedenti versioni del BER

- la quota di combustibili solidi, legata alle trasformazioni energetiche, rimane nel 2016 alta, di molto superiore alla media italiana. Per l'aggiornamento 2020 della produzione di energia elettrica da fonti fossili si veda il Capitolo 3.2.1;
- il contributo delle fonti rinnovabili rimane poco incisivo e decisamente inferiore alla media italiana.

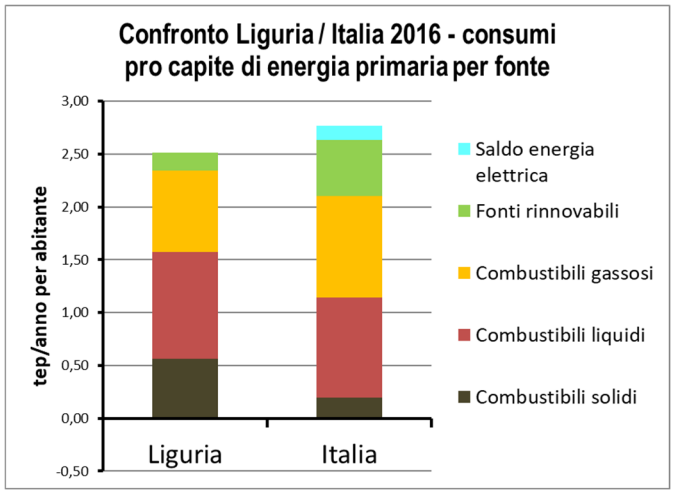


Figura 3-8 - Consumi pro capite di energia primaria per fonte – Confronto Liguria/ Italia – Anno 2016.

Si riporta nel grafico seguente l'incidenza sulle emissioni di anidride carbonica di ciascuna fonte o vettore energetico, correlata al Bilancio Energetico Regionale 2016. Le emissioni vengono calcolate secondo l'approccio standard IPCC e sono pertanto riferite ai soli consumi finali di energia sul territorio regionale ("approccio territoriale"). Pertanto, non vengono conteggiate le emissioni di CO_2 riferite all'energia elettrica generata, ma non consumata in regione, in quanto esportata e quelle associabili agli usi non-energetici (produzione lubrificanti, concimi, materie plastiche e fibre sintetiche).
Non vengono inoltre tenute in considerazione le emissioni in atmosfera degli altri gas climalteranti, in particolare le perdite di gas metano nell'industria (energetica e non) e da rifiuti e le emissioni generate in agricoltura sia di metano che di ossido di azoto.

Il vettore energetico che nel 2016 genera la quota maggiore di emissioni di CO_2 è il Diesel Gasolio Motori (25%), seguito dal gas metano e dall'energia elettrica (21%).

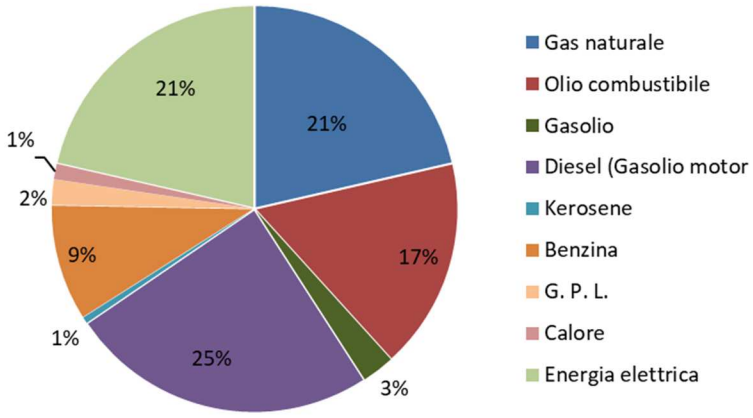


Figura 3-9 – Emissioni di CO_2 per fonte/vettore energetico[52]. Anno 2016.

[52] Il grafico presenta il totale delle emissioni di CO2 al 2016, compreso il settore della navigazione marittima interna.

Per quanto riguarda le emissioni per settore, nel 2016 la maggiore quota delle emissioni di CO_2 è relativa al settore trasporti seguito da quello domestico. Si conferma la contrazione del settore industriale, già significativa tra il 2005 ed il 2008.
Sebbene, come descritto in precedenza, i consumi finali si siano mantenuti sostanzialmente stabili tra il 2011 ed il 2016, il totale delle emissioni di CO_2 (al netto del settore navigazione marittima interna che nella rappresentazione delle serie storiche non è stata tenuta in considerazione in quanto non compariva nelle precedenti versioni del Bilancio Energetico Regionale) subisce una contrazione passando da 8.225.115 tCO_2 del 2011 a 6.921.397 tCO_2 nel 2016 (-16%). Tale diminuzione delle emissioni è imputabile principalmente alla crescita delle rinnovabili, che presentano un fattore di emissione di CO_2 pari a 0, per la copertura dei consumi finali (si veda Figura 3-6).

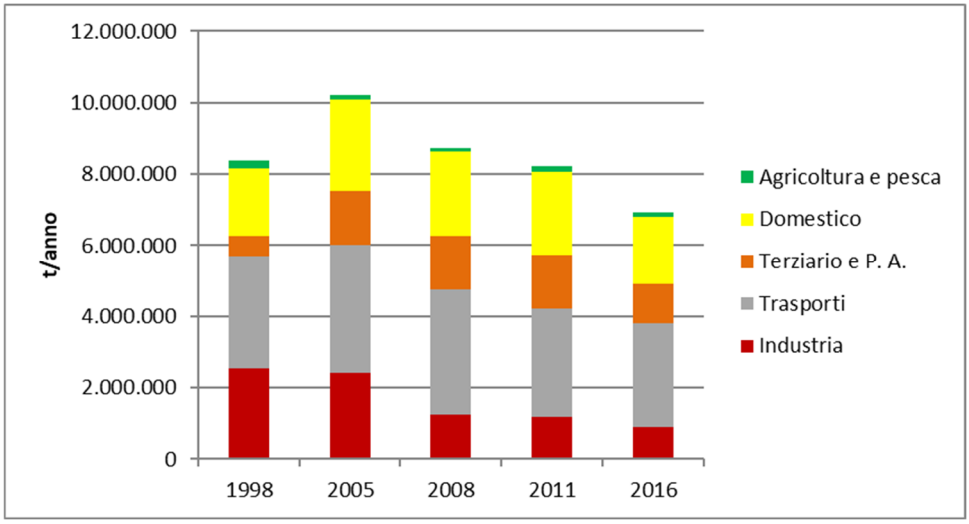


Figura 3-10 – Emissioni di CO_2 dei consumi energetici per settore – Liguria – Anni 1998, 2005, 2008, 2011 e 2016.
Nota: * Sono esclusi i consumi della navigazione marittima interna, che non erano quantificati nelle precedenti versioni del BER
**Le serie storiche non sono confrontabili in relazione ai consumi di legna che sono stati calcolati con metodologie differenti per i diversi anni e che verranno armonizzati nel proseguo delle attività

3.2 La produzione di energia in Liguria

3.2.1 La produzione di energia elettrica da fonti fossili

In base ai dati del Bilancio Energetico Regionale analizzato al precedente paragrafo, circa il 90% dell'energia elettrica prodotta nel **2016** dalle tre centrali termoelettriche presenti in regione (508 ktep su 558 ktep prodotti) veniva consumata all'interno del territorio regionale.
Rispetto all'anno 2011 la produzione di energia elettrica risulta in netto calo (558 ktep contro i 960 prodotti nel 2011, dei quali una quota significativa era destinata all'esportazione verso altre regioni del Nord Italia) quale risultato del progressivo processo di dismissione delle centrali termoelettriche tradizionali presenti sul territorio regionale (Vado Ligure, Genova e La Spezia).

La centrale termoelettrica di Vado Ligure di proprietà di Tirreno Power è oggi costituita (**2022**) da un'unità a ciclo combinato di taglia pari a 800 MW che utilizza due turbogas alimentati esclusivamente a gas naturale. Nel 2016 il Consiglio di Amministrazione di Tirreno Power ha disposto la chiusura definitiva delle due vecchie unità a carbone da 330 MW cadauna riconoscendo l'assenza delle condizioni necessarie alla riapertura dello stabilimento posto sotto sequestro nel 2014 dalla Procura di Savona per mancato rispetto, secondo la Procura, delle prescrizioni dell'Autorizzazione integrata Ambientale (AIA); su queste aree è in corso un'iniziativa di reindustrializzazione che prevede l'insediamento di nuove attività produttive e di laboratori e aule didattiche dell'Università di Genova con l'obiettivo di creare un vero e proprio polo tecnologico-industriale per lo sviluppo del territorio.

La Centrale di Genova di proprietà di ENEL SpA situata nell'area del porto fra il molo San Giorgio e il molo ex Idroscalo, in servizio dal 1952 al 2016, era costituita da tre gruppi termoelettrici alimentati a carbone per una potenza complessiva di circa 295 MW. L'intero impianto ha cessato definitivamente il suo funzionamento nel 2017 a seguito del parere favorevole del Ministero dello Sviluppo economico alla richiesta di dismissione presentata nel 2016 da Enel SpA.
La Centrale termoelettrica della Spezia, di proprietà di ENEL SpA ed inaugurata nel 1962, è situata all'interno dell'area urbana nella zona industriale del comune. Alimentata in origine a olio combustibile, è stata trasformata successivamente per bruciare carbone. Dopo la più recente riconversione del 2001, la centrale oggi (2022) è composta da tre gruppi: due che funzionavano in origine a carbone, sono stati convertiti in Cicli Combinati a metano per 680 MW di potenza installata, mentre il terzo gruppo, a carbone da 600 MW, è stato sottoposto a lavori di adeguamento ambientale per munirlo di mezzi di abbattimento degli inquinanti desolforatore, denitrificatore e precipitatore elettrostatico per il particolato.
Negli anni si è inoltre verificata una modifica del mix di vettori che alimenta la centrale, portando a un tendenziale annullamento del funzionamento delle unità a turbogas e mantenendo attiva quasi esclusivamente l'unità a carbone. Il gas rappresentava il 20 % del consumo dell'impianto nel 2007; nel 2013, il 96 % del consumo risultava essere legato al carbone. A seguito della progressiva contrazione della domanda di energia elettrica, i due gruppi a ciclo combinato sono stati messi fuori servizio nel 2016 (lettera MISE n. 0003139 del 8/02/2016) ed è stata autorizzata dal MATTM la dismissione con parere istruttorio conclusivo del 05/06/2018. Si evidenzia poi il progetto BESS (*Battery Energy Storage System*) per accumulo e immagazzinamento di energia elettrica che verrà realizzato all'interno dell'area della centrale con l'installazione di un sistema di accumulo di potenza pari a 21 MW e costituito da batterie del tipo agli ioni di litio (Litio-Ferro-Fosfato).
L'impianto BESS, che funzionerà in configurazione "stand-alone", è progettato per offrire servizi alla rete come previsto dal mercato della capacità, garantendo una migliore stabilità della rete.
Alcuni spazi della Centrale termoelettrica della Spezia in futuro potranno ospitare impianti FER.
La Tabella 3-2 fornisce il quadro di sintesi riferito all'anno 2022 delle tre centrali termoelettriche presenti sul territorio della Liguria.

Operatore / Nome centrale	Località	Sezioni	Tipo	Combustibile	Potenza nominale MW	Entrata in servizio	Osservazioni
Tirreno Power SpA	Vado Ligure (Savona)	VL3	Convenzionale a vapore	Carbone	330	1971	Chiusura definitiva gruppi a carbone avvenutanel 2016
		VL4	Convenzionale a vapore	Carbone	330	1971	
		VL5	**Ciclo combinato**	**Metano**	**800**	**2007**	
		Totale Centrale Vado Ligure (attiva)			**800**		
ENEL SpA	Genova	GE3	Convenzionale a vapore	Carbone	70	1952	Chiusura definitiva impianto avvenuta nel 2017
		GE4	Convenzionale a vapore	Carbone	70	1952	
		GE6	Convenzionale a vapore	Carbone	160	1960	
		Totale Centrale di Genova			**300**		
ENEL SpA Centrale Eugenio Montale	La Spezia	SP1	Ciclo combinato	Metano	340	1999	Messa fuori servizio dei gruppi a metano nel 2016
		SP2	Ciclo combinato	Metano	340	2000	
		SP3	Convenzionale a vapore	Carbone	600	1962	Chiusura gruppo a carbone avvenuta a fine 2021
		Totale Centrale di La Spezia			**1.280**		

Tabella 3-2 - Centrali termoelettriche in Liguria – situazione attuale (2022). Fonte: elaborazioni su dati Terna SpA, Sistema Informativo Regionale Ambientale.

Le tre centrali contribuiscono alle emissioni in atmosfera sia di inquinanti (soprattutto SO_x e NO_x) che di gas serra (CO_2).

La seguente tabella riporta la sintesi delle emissioni **inquinanti** in atmosfera generate dal settore energetico in Liguria per gli anni **2011** e **2016**.

Inquinante	2016		2011	
	Quantità emesse	Quota rispetto al totale regionale	Quantità emesse	Quota rispetto al totale regionale
	t/anno	%	t/anno	%
SOx	1610	33	8232	69,6
NOx	2684	8,7	6136	17,2
CO	716	1,2	2942	5
COVNM	205	0,9	69	0,2
PM10	62	1,3	127	2,6
PM2,5	49	1,2	70	1,7

Tabella 3-3- Confronto emissioni inquinanti in atmosfera del settore energetico anni 2011 e 2016. Fonte: Relazione sullo Stato dell'Ambiente (RSA, 2013 e 2021).

Si evidenzia una generale diminuzione di tutti i principali inquinanti considerati tra il 2011 ed il 2016 (ad eccezione dei composti organici volatili COVNM) ed in particolare di:

- SOx (ossidi di zolfo), inquinante atmosferico maggiormente incidente emesso dal settore energetico, passa da 8.232 t/anno per il 2011 a 1.610 t/anno per il 2016 (corrispondente ad una diminuzione della quota di incidenza rispetto al totale regionale dal 69,6% al 33%); l'incidenza di tale inquinante, attribuibile all'impiego di carbone contenente zolfo per la generazione elettrica, subisce un'importante flessione a seguito della chiusura dei gruppi a carbone delle centrali di Genova e Vado Ligure, che al 2016 risultavano già non più funzionanti. Nel 2016 era infatti in funzione il gruppo a carbone della sola centrale termoelettrica della Spezia;
- NOx (ossidi di azoto) che passa da 6.136 t/anno per il 2011 a 2.684 t/anno per il 2016, corrispondente ad una variazione dal 17,2% all'8,7% delle emissioni regionali generate dal settore energetico.

Relativamente ai **gas serra** responsabili dei cambiamenti climatici e dell'acidificazione degli oceani, l'analisi dei dati per gli anni **2008, 2011 e 2016** su scala regionale (vedi tabella seguente) evidenzia in particolare che l'apporto del settore dell'industria dell'energia e della trasformazione delle fonti energetiche (in cui sono comprese le tre centrali termoelettriche liguri) passa, tra il 2008 ed il 2016, dal 60,4% del 2008 al 35,4% della CO_2 emessa in Liguria.

Gas Climalterante	2008		2011		2016	
	Quantità emesse	Quota rispetto al totale regionale	Quantità emesse	Quota rispetto al totale regionale	Quantità emesse	Quota rispetto al totale regionale
	t/anno	%	t/anno	%	t/anno	%
CO_2	9.863.305	60,4	7.993.547	51,41	4.228.202	35,4
CH_4	155	0,4	0	0	0,081	5,6
N_2O	61	14,8	0	0	0	0

Tabella 3-4 – Confronto emissioni di gas climalteranti del settore energetico – Liguria anni 2008, 2011 e 2016. Fonte: Relazione sullo Stato dell'Ambiente (RSA, 2021).

3.2.2 La produzione di energia da fonti rinnovabili

Il presente paragrafo analizza i dati sulla **produzione di energia da fonti rinnovabili** in Liguria, fornendo:

- i dati disponibili a livello regionale a partire dal Sistema Informativo Regionale Ambientale (SIRA) per l'anno 2016[53];
- una stima delle informazioni per l'anno 2020 a partire da dati statistici nazionali.

Per l'analisi del raggiungimento degli obiettivi di Burden Sharing 2020 ed il confronto tra gli anni disponibili si rimanda al Capitolo 3.3.

I dati **2016** derivanti dal SIRA vengono presentati nella tabella seguente che riporta la potenza e l'energia prodotta, differenziando tra energia termica ed energia elettrica, per le fonti rinnovabili presenti sul territorio regionale.

FER Liguria (2016)	Potenza [MW](*)	Energia elettrica da FER		Energia termica da FER	
		[GWh/anno]	[ktep/anno]	[GWh/anno]	[ktep/anno]
Solare Fotovoltaico	102	103,4	8,58	-	-
Eolico	62,7	130,8	11,25	-	-
Idroelettrico	89,6	222,8	19,16	-	-
Biogas	45,3	94,5	8,13	13,5	1
Biomassa	1.310,8	-	-	1.597,9	137,4
Solare Termico	62,8	-	-	46,5	4
Pompe di calore	416,7	-	-	187,2	16,1

Tabella 3-5 - Stima della situazione delle fonti rinnovabili (FER) in Liguria per l'anno 2016. Fonte: elaborazioni IRE da dati SIRA e GSE.

(*) Per le fonti termiche stimata a partire dall'energia prodotta.

Il valore complessivo di energia da fonti rinnovabili, pari a circa 206 ktep, risulta allineato con il dato stimato dal GSE per l'anno 2016 nell'ambito del monitoraggio del Burden Sharing, pari a 209,3 ktep. Differenze tra le due fonti di informazione sono imputabili al fatto che la metodologia di Burden Sharing prevede la normalizzazione dei dati relativi alla produzione di energia idroelettrica ed eolica (che non è stata effettuata per il Bilancio Energetico Regionale).

Per quanto riguarda i dati **2020** (Tabella 3-6), essi sono ottenuti dalle fonti di informazione come di seguito specificate.

- per la **fonte solare fotovoltaica** si fa riferimento ai dati di potenza e produzione contenuti nel "Rapporto Statistico 2021 – Solare Fotovoltaico" del GSE;
- per la **fonte idroelettrica** si riporta la potenza installata di cui al "Rapporto Statistico 2020 – Energia da Fonti Rinnovabili in Italia" del GSE e come produzione la media della produzione di energia nel periodo 2016-2020 di cui ai Rapporti Statistici sulle fonti rinnovabili del GSE per i relativi anni al fine di tener conto delle variazioni di producibilità legate agli effetti delle variazioni climatiche del contesto regionale;
- per la **fonte eolica** e la produzione di energia elettrica da **biogas** si riportano i dati di potenza e produzione cui al "Rapporto Statistico 2020 – Energia da Fonti Rinnovabili in Italia" del GSE;
- per tutte le fonti termiche riportate in tabella (**Biomassa, Solare termico, Pompe di Calore e Biogas** ad uso termico) si fa riferimento al dato di produzione di cui al Rapporto Statistico 2020 – Energia da Fonti Rinnovabili in Italia" del GSE; il dato relativo alla potenza è stato stimato a partire da quello dell'energia prodotta.

[53] Bilancio Energetico regionale più aggiornato a disposizione presso il SIRA.

FER Liguria (2020)	Potenza [MW](*)	Energia elettrica da FER		Energia termica da FER	
		[GWh/anno]	[ktep/anno]	[GWh/anno]	[ktep/anno]
Solare Fotovoltaico	119	117	10,03		
Eolico	65,9	132,2	11,8		
Idroelettrico	91,7	228	19,6		
Biogas	20,6	43,4	3,7	10,8	1
Biomassa	1.172,5			1.407,2	122,9
Solare Termico	62,8			46,5	4
Pompe di calore	396			174,4	15,3

Tabella 3-6 - Stima della situazione delle fonti rinnovabili (FER) in Liguria per l'anno 2020. Fonte: elaborazioni IRE da dati GSE.

Il valore complessivo di energia da fonti rinnovabili, pari a circa 188 ktep, risulta allineato con il dato stimato dal GSE per l'anno 2020 nell'ambito del monitoraggio del Burden Sharing, pari a 191,6 ktep. La differenza di circa 3 ktep risulta imputabile alla fonte idroelettrica per la quale in Tabella 3-6 è stato riportato il valore di produzione medio nel periodo 2016-2020 (pari a 19,6 ktep); il valore di produzione al 2020 dai dati GSE è pari a 22,11 ktep.
Per l'analisi delle serie storiche e degli andamenti per singola fonte con riferimento agli obiettivi di Burden Sharing si rimanda al paragrafo successivo.

3.3 Il Burden Sharing 2020 e lo stato di raggiungimento degli obiettivi del PEAR 2014-2020

3.3.1 Burden Sharing 2020

Il presente paragrafo analizza lo stato di raggiungimento degli obiettivi regionali fissati dal Decreto "Burden Sharing" per il 2020, fornendo inoltre un quadro d'insieme circa gli andamenti delle variabili interessate per gli anni dal 2016 al 2020 e mettendo in relazione il livello regionale con quello nazionale.
Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 marzo 2012 recante *"Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome",* ripartiva l'obiettivo nazionale di sviluppo delle fonti rinnovabili (17%) tra le varie regioni italiane, assegnando alla Liguria l'obiettivo finale al 2020 del 14,1% e obiettivi intermedi biennali.

L'obiettivo è costituito dal seguente rapporto:

$$\text{Obiettivo Burden Sharing} = \frac{\text{Consumo Finale da Fonti rinnovabili}}{\text{Consumo Finale Lordo}}$$

in cui:

- il consumo di energia rinnovabile in una regione o provincia autonoma è dato dalla somma dei seguenti quattro termini:
  - energia elettrica lorda da fonte rinnovabile prodotta da impianti ubicati nella regione;
  - energia termica da fonte rinnovabile per riscaldamento/raffreddamento, prodotta e distribuita, anche mediante teleriscaldamento, da impianti di conversione ubicati nella regione o provincia autonoma, ad esclusione di quelli alimentati con biometano o biogas prelevato da reti di cui al seguente punto d);
  - biometano prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella regione o provincia autonoma e immesso nella rete di distribuzione del gas naturale;
  - biometano e biogas prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella regione o provincia autonoma, immesso in reti di distribuzione private e impiegato per usi termici o di trasporto.

- il consumo finale lordo di energia di una regione o provincia autonoma è dato dalla somma dei seguenti tre termini:
  - consumi elettrici, compresi i consumi degli ausiliari di centrale, le perdite di rete e i consumi elettrici per trasporto;
  - consumi di energia per riscaldamento e raffreddamento in tutti i settori, con esclusione del contributo dell'energia elettrica per usi termici;
  - consumi per tutte le forme di trasporto, ad eccezione del trasporto elettrico e della navigazione internazionale.

La figura seguente rappresenta nel dettaglio la composizione di tale indicatore:

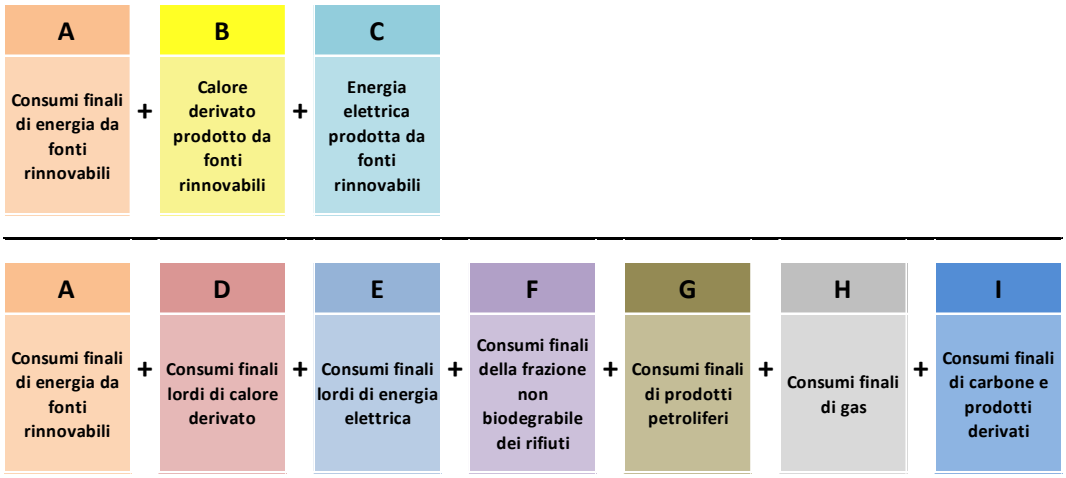


Figura 3-11 – Composizione obiettivo regionale di Burden Sharing. Fonte: GSE.

In particolare, la componente A, presente sia al numeratore sia al denominatore, risulta costituita dalla 8 sotto-componenti illustrate di seguito, ciascuna dedicata a singole tipologie di fonti (settore Termico).

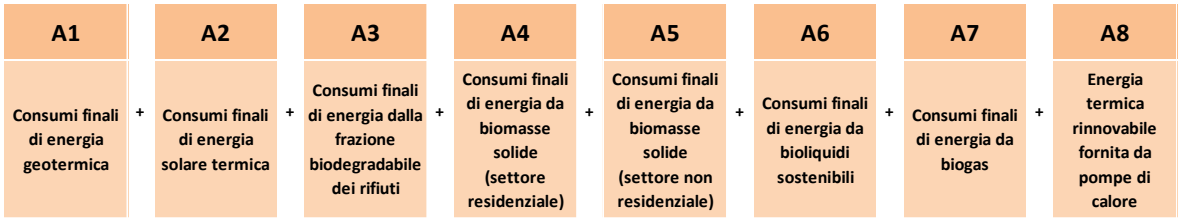


Figura 3-12 – Composizione dell'elemento A "Consumi finali di energia da fonti rinnovabili". Fonte: GSE.

Il decreto Burden Sharing forniva inoltre un percorso indicativo di avvicinamento all'obiettivo 2020. Si riporta in Tabella 3-7, sia per il livello nazionale che per quello regionale, il percorso atteso ed il corrispondente dato conseguito, a partire dai dati di monitoraggio del Burden Sharing forniti da GSE:

	Italia		Liguria	
Anno	obiettivo	conseguito	obiettivo	conseguito
2016	10,6	16,6%	9,5	7,4%
2017	-	17,4%	-	7,9%
2018	12,2	16,8%	11,4	7,8%
2019	-	17,1%	-	7,7%
2020	14,3	19,1%	14,1	7,9%

Tabella 3-7 – Obiettivi e stato di raggiungimento Burden Sharing per Italia e Liguria. Fonte: GSE.

L'**obiettivo di Burden Sharing 2020** risulta conseguito a livello nazionale, ma non a scala regionale: la Liguria si attesta infatti a **7,9% al 2020, a fronte del 14,1%** atteso. Come mostrato in Figura 3-13, tale percentuale, che rappresenta poco più della metà dell'obiettivo, si è mantenuta generalmente stabile dal 2017 al 2020, con una crescita di appena 0,5% tra il 2016 ed il 2020.

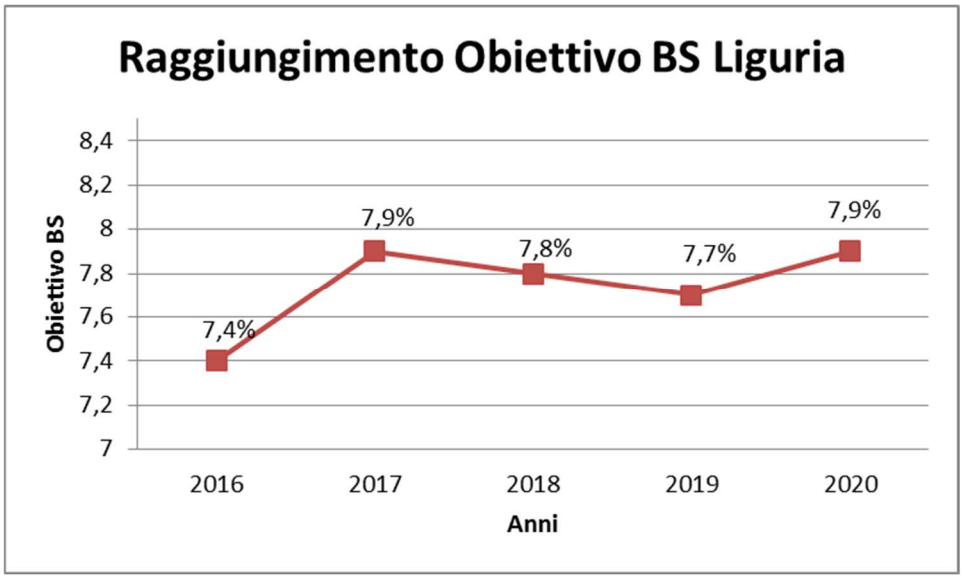


Figura 3-13 – Andamento Obiettivo Burden Sharing Liguria anni 2016-2020. Fonte: GSE.

Per ciascuna componente e sotto-componente dell'indicatore di Burden Sharing (Figura 3-11 e Figura 3-12), si riporta nel seguito l'analisi di dettaglio dell'andamento tra il 2016 ed il 2020 a livello regionale e nazionale.

Componente **A- Consumi finali di energia da Fonti Rinnovabili**

COMPONENTE A	Consumi finali di energia da FER (settore Termico) - ktep	ITALIA	Liguria
	2016	9611	159
	2017	10254	169
	2018	9723	166
	2019	9636	146
	2020	9395	143

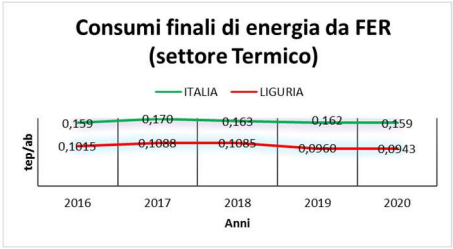


Figura 3-14 –Andamento elemento A "Consumi finali di energia da fonti rinnovabili" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Componente **A2 – Consumi finali di energia solare termica**

COMPONENTE A2	Consumi finali di energia solare termica- ktep	ITALIA	Liguria
	2016	200	4
	2017	209	4
	2018	218	4
	2019	228	4
	2020	236	4

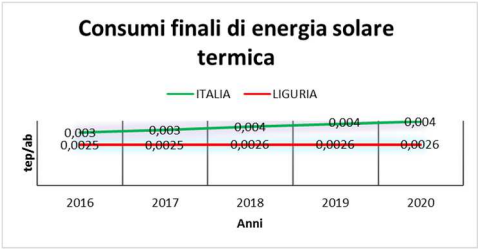


Figura 3-15 –Andamento elemento A2 "Consumi finali di energia solare termica" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Componente **A4 – Consumi finali di energia da biomasse solide (settore residenziale)**

COMPONENTE A4	Consumi finali di energia da biomasse solide (settore residenziale) - ktep	ITALIA	Liguria
	2016	6173	137
	2017	6757	147
	2018	6252	144
	2019	6243	125
	2020	6013	122

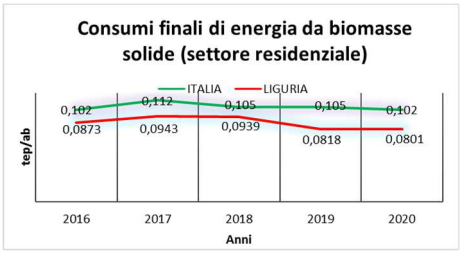


Figura 3-16 –Andamento elemento A4 "Consumi finali di energia da biomasse solide (settore residenziale)" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Componente **A5 – Consumi finali di energia da biomasse solide (settore non residenziale)**

COMPONENTE A5	Consumi finali di energia da biomasse solide (settore non residenziale) - ktep	ITALIA	Liguria
	2016	229	1
	2017	218	1
	2018	206	1
	2019	212	1
	2020	205	1

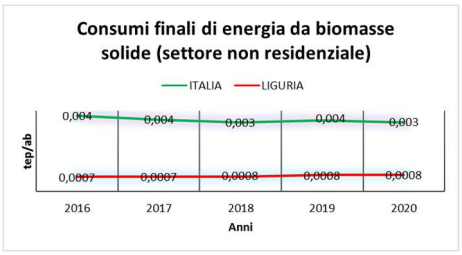


Figura 3-17 –Andamento elemento A5 "Consumi finali di energia da biomasse solide (settore non residenziale)" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Componente **A7 – Consumi finali di energia da biogas**

COMPONENTE A7	Consumi finali di energia da biogas - ktep	ITALIA	Liguria
	2016	44	1
	2017	45	1
	2018	54	1
	2019	36	1
	2020	36	1

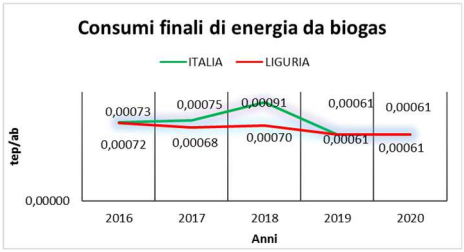


Figura 3-18 –Andamento elemento A7 "Consumi finali di energia da biogas" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Componente **A8 – Energia termica rinnovabile fornita da pompe di calore**

COMPONENTE A8	Energia rinnovabile fornita da pompe di calore - ktep	ITALIA	Liguria
	2016	2609	16
	2017	2650	16
	2018	2596	16
	2019	2498	15
	2020	2475	15

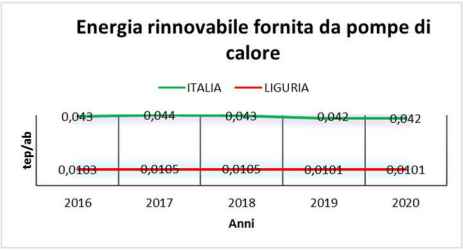


Figura 3-19 –Andamento elemento A8 "Energia termica rinnovabile fornita da pompe di calore" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Le componenti **A1 - Consumi finali di energia geotermica**, **A3 - Consumi finali di energia dalla frazione biodegradabile dei rifiuti**, **A6 – Consumi finali di energia da bioliquidi sostenibili**, B – Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili sono pari a zero in base al dato rilevato GSE nell'ambito delle attività di monitoraggio del Burden Sharing regionale.

Componente **C – Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili**

COMPONENTE C	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore elettrico) - ktep	ITALIA	Liguria
	2016	9504	51
	2017	9729	49
	2018	9683	48
	2019	9927	48
	2020	10176	48

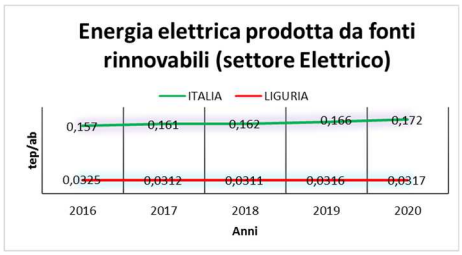


Figura 3-20 –Andamento elemento C "Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

A sua volta la componente C risulta composta da:

Produzione di energia Idraulica

Produzione di energia idraulica normalizzata (idroelettrico) - ktep	ITALIA	Liguria
2016	3972	22
2017	3959	22
2018	4024	22
2019	4046	22
2020	4126	22

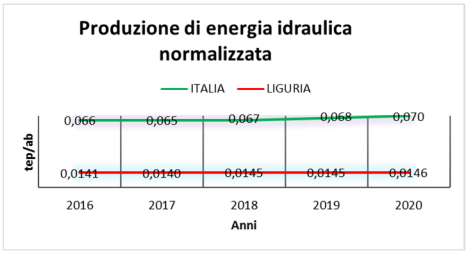


Figura 3-21 –Andamento elemento "Produzione di energia idraulica" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Produzione di energia Eolica

Produzione di energia eolica normalizzata - ktep	ITALIA	Liguria
2016	1420	11
2017	1479	11
2018	1541	11
2019	1646	11
2020	1706	12

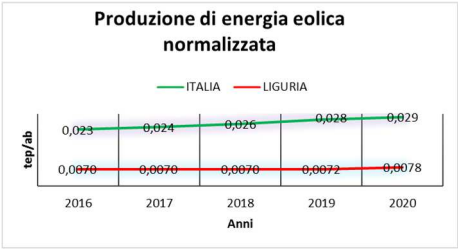


Figura 3-22 –Andamento elemento "Produzione di energia eolica" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Produzione di energia Fotovoltaica

Produzione di energia fotovoltaica - ktep	ITALIA	Liguria
2016	1901	9
2017	2096	10
2018	1948	9
2019	2037	10
2020	2145	10

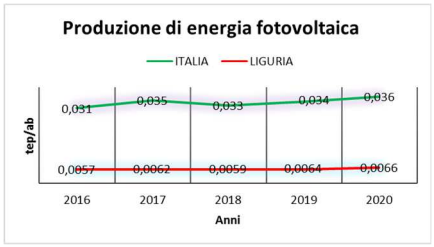


Figura 3-23 –Andamento elemento "Produzione di energia fotovoltaica" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Produzione di energia elettrica da Biogas

Produzione di energia elettrica da Biogas - ktep	ITALIA	Liguria
2016	710	9
2017	715	6
2018	718	5
2019	712	5
2020	702	4

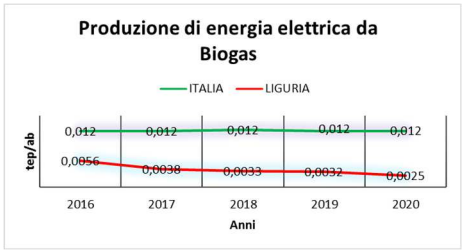


Figura 3-24 –Andamento elemento "Produzione di energia elettrica da biogas" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Componente **D – Consumi finali lordi di calore derivato**

COMPONENTE D	Consumi finali lordi di calore derivato - ktep	ITALIA	Liguria
	2016	3974	14
	2017	4172	18
	2018	4163	22
	2019	4219	16
	2020	3954	15

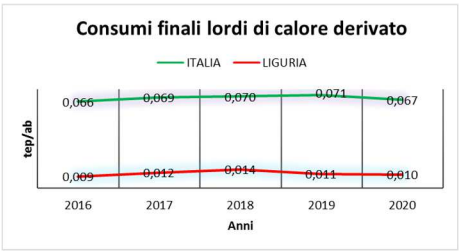


Figura 3-25 –Andamento elemento D "Consumi finali lordi di calore derivato" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Componente **E- Consumi finali lordi di energia elettrica**

COMPONENTE E	Consumi finali lordi di energia elettrica - ktep	ITALIA	Liguria
	2016	27072	535
	2017	27618	545
	2018	27595	548
	2019	27485	540
	2020	25920	534

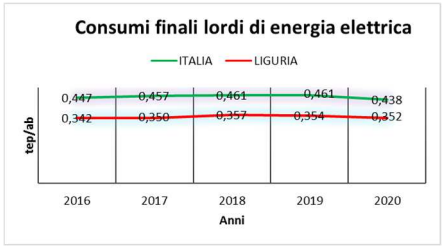


Figura 3-26 –Andamento elemento E "Consumi finali lordi di energia elettrica" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

La componente **F - Consumi finali della frazione non biodegradabile dei rifiuti** è pari a zero in base al dato rilevato GSE nell'ambito delle attività di monitoraggio del Burden Sharing regionale.

Componente **G - Consumi finali di prodotti petroliferi**

COMPONENTE G	Consumi finali di prodotti petroliferi - ktep	ITALIA	Liguria
	2016	44902	1233
	2017	42774	1058
	2018	44512	1051
	2019	44193	925
	2020	35018	853

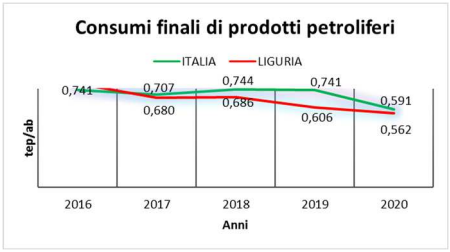


Figura 3-27 –Andamento elemento G "Consumi finali di prodotti petroliferi" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

In Figura 3-28 il dettaglio, riferito agli anni 2016 e 2020, delle fonti che concorrono alla componente G per la regione Liguria:

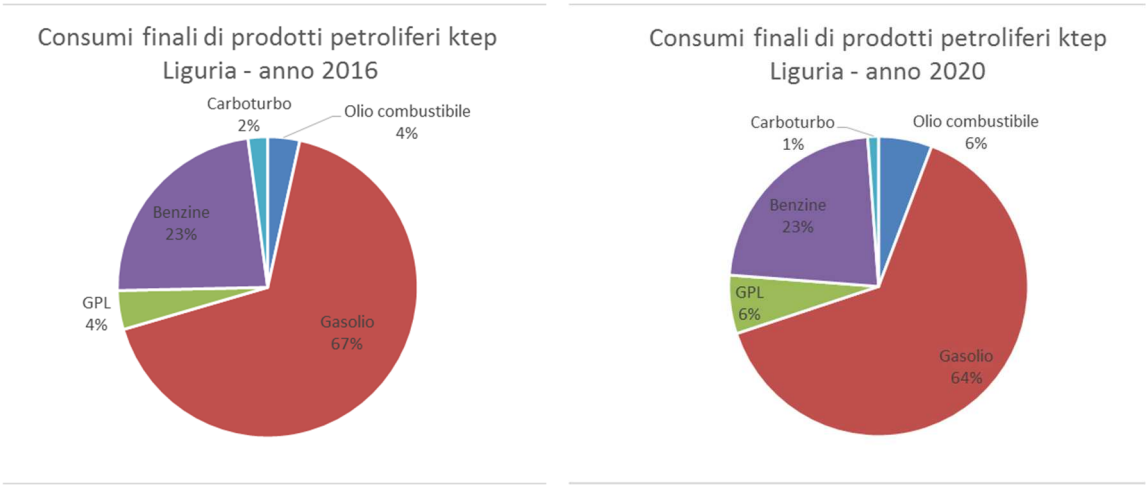


Figura 3-28 –Dettaglio fonti elemento G "Consumi finali di prodotti petroliferi" Liguria anni 2016 e 2020. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Componente **H - Consumi finali di gas**

COMPONENTE H	Consumi finali di gas - ktep	ITALIA	Liguria
	2016	33237	808
	2017	33922	857
	2018	33629	873
	2019	33043	853
	2020	31807	824

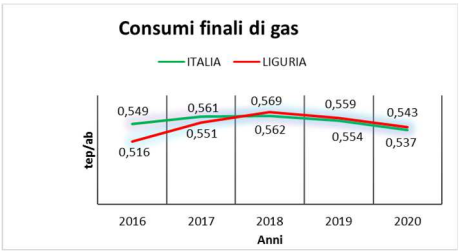


Figura 3-29 –Andamento elemento H "Consumi finali di gas" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

Componente **I - Consumi finali di carbone e prodotti derivati**

COMPONENTE I	Consumi finali di carbone e prodotti derivati - ktep	ITALIA	Liguria
	2016	1980	95
	2017	1454	102
	2018	1545	89
	2019	1470	68
	2020	1166	63

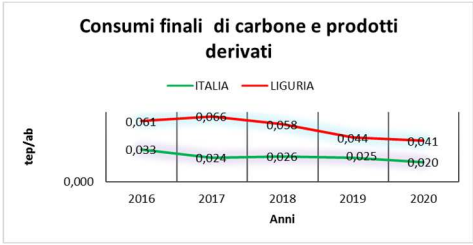
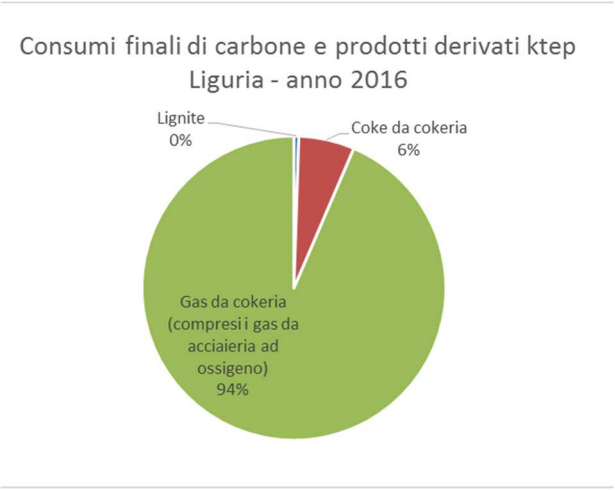


Figura 3-30 –Andamento elemento H "Consumi finali di carbone e prodotti derivati" per Italia e Liguria anni 2016-2020 e grafico confronto procapite tep/ab. Elaborazioni a partire da dati GSE.

In Figura 3-31 il dettaglio, riferito agli anni 2016 e 2020, delle fonti che concorrono alla componente H per la regione Liguria:



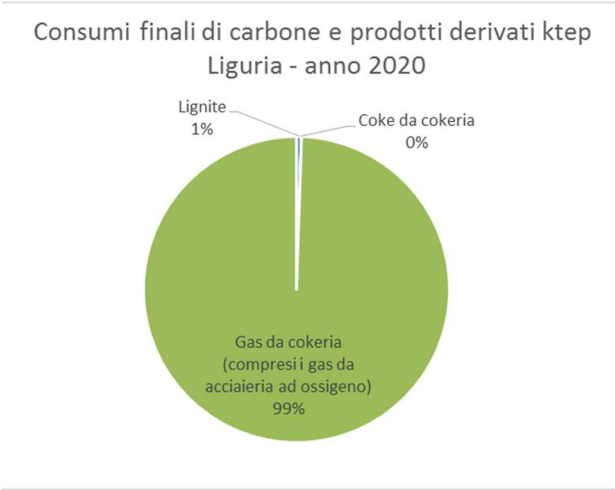


Figura 3-31 –Dettaglio fonti elemento H "Consumi finali di carbone e prodotti derivati" Liguria anni 2016 e 2020. Elaborazioni a partire da dati GSE.

In conclusione, si può evidenziare quanto segue:

- i **consumi finali lordi di energia** sul territorio regionale passano da 2.845 ktep nel 2016 a 2.433 nel 2020. Tale contrazione viene attribuita principalmente ai consumi finali di prodotti petroliferi (da 1.233 a 853 ktep) e ai consumi finali di carbone e prodotti derivati (da 95 a 63 ktep); le altre componenti non presentano significative variazioni, mentre per i consumi finali di gas si riscontra un lieve aumento, da 808 ktep per il 2016 a 824 ktep per il 2020;
- i **consumi finali lordi di energia rinnovabile (valorizzati, secondo la classificazione del decreto Burden Sharing, come somma di energia termica ed elettrica da FER)** sul territorio regionale passano da circa 210 ktep nel 2016 a circa 192 ktep nel 2020. Tale diminuzione è per lo più imputabile alla produzione di energia elettrica da biogas (che si abbassa da 9 a 4 ktep) e produzione di energia termica da biomasse solide del settore residenziale (da 137 a 122 ktep); le altre componenti non presentano variazioni significative.

Pertanto, a fronte della contrazione dei consumi finali totali sopra descritta, la mancata crescita delle fonti rinnovabili tra il 2016 ed il 2020 determina il mancato conseguimento dell'obiettivo di Burden Sharing regionale, che passa dal 7,4% del 2016 al dato definitivo 2020 pari a 7,9%, ben lontano dal target fissato al 14,1%.

3.3.2 Gli obiettivi del PEAR 2014-2020

Il precedente PEAR 2014-2020 delineava la strategia energetica regionale adottando come obiettivo complessivo il conseguimento del target del Decreto Burden Sharing (D.M. 15 Marzo 2012), secondo quanto delineato al paragrafo precedente).
In particolare, la Regione Liguria intendeva perseguire:

- il contenimento dei consumi finali di energia con un obiettivo di consumi finali lordi 2020 a scala regionale a 2.640 ktep secondo lo scenario "Efficienza Energetica" contro lo scenario "Business As Usual" pari a 2.972;
- lo sviluppo delle fonti rinnovabili con il conseguimento di un consumo finale da fonti rinnovabili pari a 373 ktep.

In base alle analisi effettuate al cap 3.3.1 il consumo finale lordo 2020 stimato dal GSE in fase di monitoraggio degli obiettivi di Burden Sharing è pari a 2.433 ktep; la contrazione, pari a circa 207 ktep, può essere principalmente attribuita alla riduzione nei consumi finali di prodotti petroliferi, carbone e prodotti derivati.
Per quanto riguarda l'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili, il consumo finale2020 stimato dal GSE in fase di monitoraggio degli obiettivi di Burden Sharing è pari a 192 ktep, significativamente inferiore all'obiettivo di Piano.
Al fine di valutare nel dettaglio le principali criticità che hanno determinato il mancato conseguimento dell'obiettivo di Burden Sharing, si analizza la situazione relativa a ciascuna delle opzioni tecnologiche per cui il PEAR 2014-2020 poneva obiettivi specifici.

In particolare, la seguente tabella di sintesi riporta, per ciascuna opzione tecnologica:

- l'obiettivo al 2020 del precedente PEAR 2014-2020;
- il dato conseguito al 2020 (secondo le fonti utilizzate alla Tabella 3-6 del Capitolo 3.2.2 e coincidenti con le informazioni di fonte GSE).

OPZIONE TECNOLOGICA	**OBIETTIVO PEAR 2014-2020**		**DATO RILEVATO 2020**	
	Potenza installata [MW]	**Energia prodotta [ktep/anno]**	**Potenza installata [MW]**	**Energia prodotta [ktep anno]**
Solare Fotovoltaico	220	23	119	10
Eolico	250	43	66	12
Idroelettrico	110	26	92	22
Biogas	31	16	21	4
Biomassa	1.750	181	1.173	122,9
Solare Termico	100	6	63	4
Pompe di calore	2.100	79*	396	15,3
TOTALE		**374**		**190,2**

Tabella 3-8 – Obiettivo e stato di raggiungimento obiettivo Burden Sharing e Liguria. Fonte: PEAR 2014-2020, GSE 2020.

Dall'analisi condotta si rileva come, pur a fronte di una crescita significativa tra il 2011 ed il 2020 di alcune fonti, gli obiettivi del precedente Piano non sono stati raggiunti per nessuna delle opzioni tecnologiche previste, con modalità differenziate presentate nel dettaglio nel seguito:

- il **solare fotovoltaico**, presenta una potenza installata al 2020 di 119 MW a fronte di un obiettivo PEAR 2014-2020 di 220 MW, pari pertanto ad una percentuale di raggiungimento dell'obiettivo di circa il 54%; l'andamento tra il 2016 ed il 2020 appare essenzialmente stabile come visibile nel grafico di Figura 3-23;

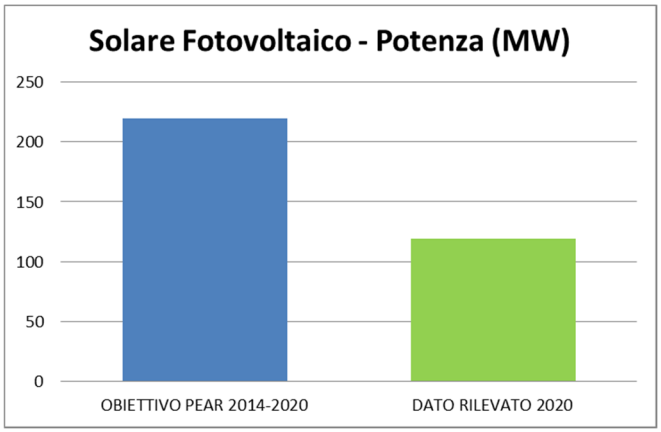


Figura 3-32 –Solare fotovoltaico, obiettivo e rilevato a confronto. Fonte: PEAR 2014-2020, GSE 2020.

- la **tecnologia eolica**, presenta una potenza installata al 2020 di 66 MW a fronte di un obiettivo PEAR 2014-2020 di 250 MW, pari pertanto ad una percentuale di raggiungimento dell'obiettivo di circa il 26%; anche per la fonte eolica l'andamento tra il 2016 ed il 2020 risulta stabile come presentato in Figura 3-22;

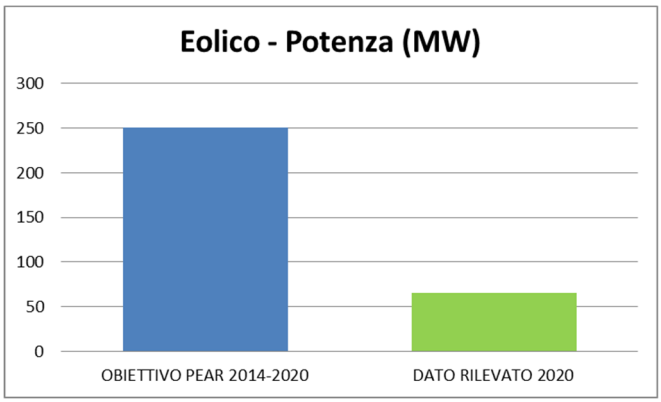


Figura 3-33 –Eolico, obiettivo e rilevato a confronto. Fonte: PEAR 2014-2020, GSE 2020.

- la **fonte idroelettrica**, presenta una potenza installata al 2020 di 92 MW a fronte di un obiettivo PEAR 2014-2020 di 110 MW, pari pertanto ad una percentuale di raggiungimento dell'obiettivo di circa l'83%; l'andamento tra il 2016 ed il 2020 appare stabile come visibile nel grafico di Figura 3-23;

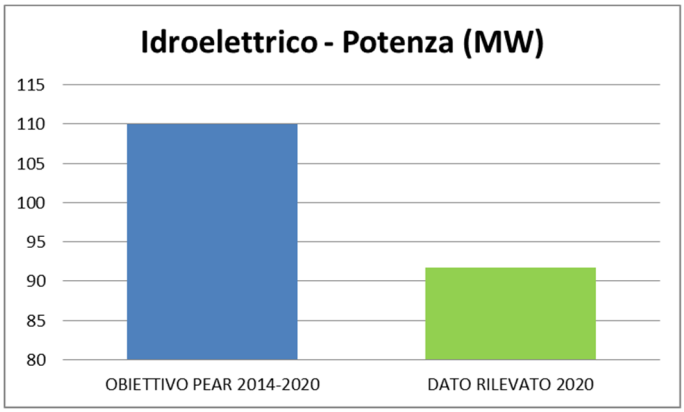


Figura 3-34 –Idroelettrico, obiettivo e rilevato a confronto. Fonte: PEAR 2014-2020, GSE 2020.

- la **produzione di energia elettrica da biogas**, presenta una potenza installata al 2020 di 21 MW a fronte di un obiettivo PEAR 2014-2020 di 31 MW, pari pertanto ad una percentuale di raggiungimento dell'obiettivo di circa il 66%; l'andamento di tale fonte risulta in leggera contrazione tra il 2016 ed il 2020, come visibile in Figura 3-24;

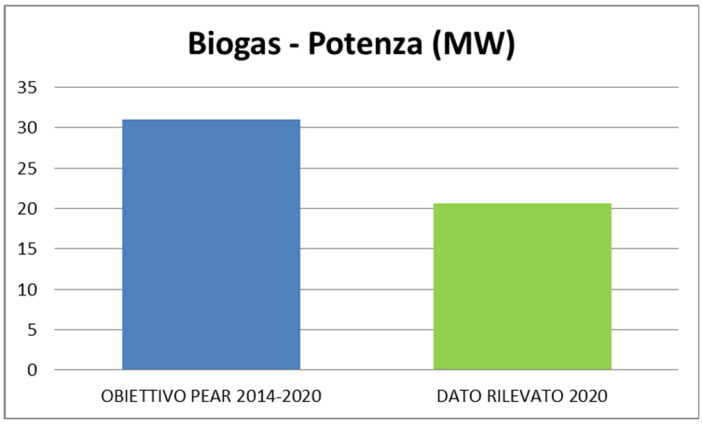


Figura 3-35 –Biogas, obiettivo e rilevato a confronto. Fonte: PEAR 2014-2020, GSE 2020.

- la **biomassa**, presenta una potenza installata al 2020 di 1.173 MW a fronte di un obiettivo PEAR 2014-2020 di 1.750 MW, pari pertanto ad una percentuale di raggiungimento dell'obiettivo di circa il 67%; anche per la biomassa l'andamento tra il 2016 ed il 2020 presenta una leggera contrazione, visibile in Figura 3-16 (settore residenziale) e Figura 3-17 (settore non residenziale);

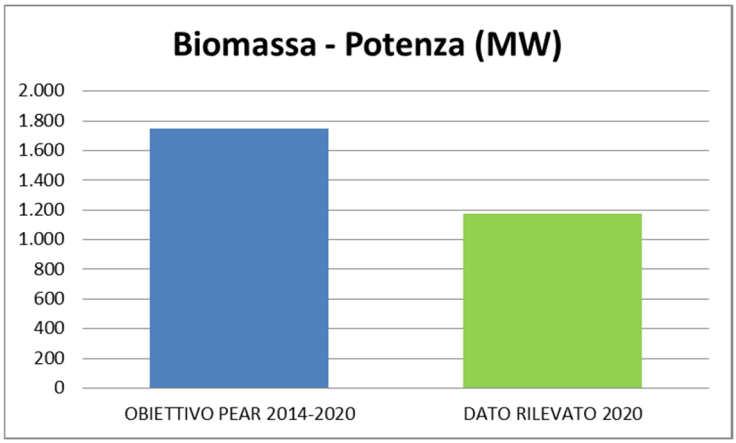


Figura 3-36 –Biomassa, obiettivo e rilevato a confronto. Fonte: PEAR 2014-2020, GSE 2020.

- il **solare termico**, presenta una potenza installata al 2020 di 63 MW a fronte di un obiettivo PEAR 2014-2020 di 100 MW, pari pertanto ad una percentuale di raggiungimento dell'obiettivo di circa il 63%; l'andamento tra il 2016 ed il 2020 appare stabile come visibile nel grafico in Figura 3-15;

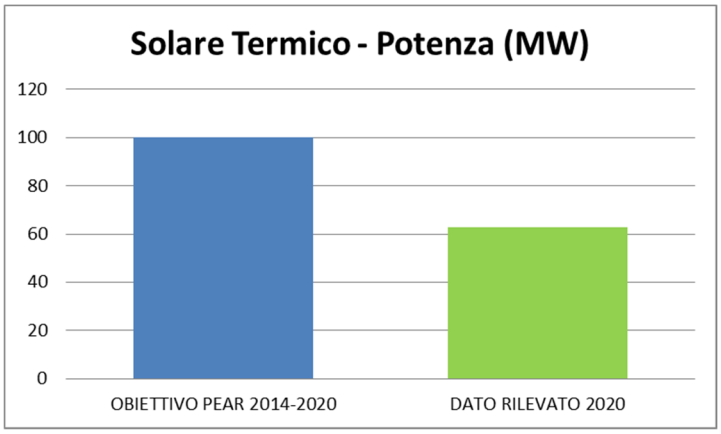


Figura 3-37 –Solare Termico, obiettivo e rilevato a confronto. Fonte: PEAR 2014-2020, GSE 2020.

- le **pompe di calore**, presentano una potenza installata al 2020 di 396 MW a fronte di un obiettivo PEAR 2014-2020 di 2.100 MW, pari pertanto ad una percentuale di raggiungimento dell'obiettivo di circa il 19%; l'andamento di tale fonte risulta stabile tra il 2016 ed il 2020, come visibile in Figura 3-19.

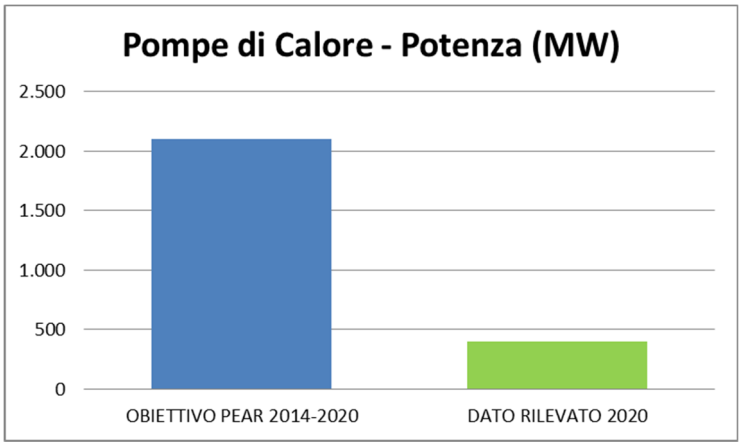


Figura 3-38 –Pompe di calore, obiettivo e rilevato a confronto. Fonte: PEAR 2014-2020, GSE 2020.

Tali considerazioni completano il quadro conoscitivo della situazione energetica ligure, che costituisce la base per delineare la strategia energetica regionale, volta a mettere in campo azioni per il rafforzamento delle fonti rinnovabili in regione ed il perseguimento della riduzione dei consumi finali di energia.

4 Il coinvolgimento degli stakeholder

La stesura del Piano Energetico Ambientale Regionale 2030 è stata anticipata e accompagnata da un'intensa attività di dialogo con i principali stakeholder presenti sul territorio regionale, facendo ricorso a due principali strumenti:

- la Cabina di Regia;
- i tavoli tecnici regionali.

Nel seguito il dettaglio delle attività svolte ed in corso.

La Cabina di Regia

Regione Liguria, nella stesura del presente Piano, ha inteso coinvolgere il maggior numero di attori possibili, prevedendo con **Delibera n. 307/2022**, la costituzione di una Cabina di Regia sulle politiche energetiche regionali con il compito di fornire gli indirizzi strategici che, al contempo, sia individuata come luogo di confronto degli stakeholder pubblici e privati, nella logica della condivisione orizzontale dei principi informatori del Piano Energetico e Ambientale Regionale di cui alla L.r. 22/2007. Uno strumento di indirizzo, di ascolto, confronto e consultazione fra i principali protagonisti del settore energia a livello sia nazionale, che regionale.

E' stato ritenuto necessario, infatti, il dialogo sui temi dell'energia affrontati in un tavolo istituzionale, non solo per la definizione della strategia regionale energetica, ma anche in un'ottica continuativa di lungo periodo, al fine di stare al passo con gli inevitabili cambiamenti derivanti dalla transizione "verde" e dalla programmazione comunitaria, favorendo un'adeguata governance in materia capace di contribuire ad un percorso di innovazione ispirato tanto alla transizione ecologica quanto alla sostenibilità economica.

La "Cabina di Regia sulle Politiche Energetiche Regionali" (nel seguito "Cabina") è finalizzata ad una migliore conoscenza e condivisione dei bisogni del territorio regionale, per la definizione di politiche che siano in grado di interpretarli e, possibilmente, anticiparli.

In tal senso ha costituito una modalità di confronto nel percorso di aggiornamento del PEAR per il raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali al 2030 e di attuazione degli indirizzi strategici che stanno emergendo nel corso della definizione della Strategia Regionale di Sviluppo Sostenibile di cui alla deliberazione della Giunta Regionale n. 60 del 29 gennaio 2021, nonché di supporto agli strumenti di "governance" del quadro strategico regionale della programmazione comunitaria 2021-2027 , per ciò che riguarda le tematiche energetiche.

La Cabina è una sede collegiale che ha consentito e consentirà per tutta la durata del PEAR, la partecipazione in termini di ascolto, del mondo scientifico, tecnico, imprenditoriale o, comunque, persone che per la carica ricoperta o per la particolare competenza professionale, siano in grado di apportare un contributo qualificato a supporto della Regione Liguria, per una migliore conoscenza delle ricadute derivanti dalle scelte programmatiche in materia energetica sul territorio ligure, per effettuare analisi e monitoraggi sull'andamento delle politiche energetiche regionali e per produrre relazioni sulle prospettive tecnologiche in campo energetico.

La Cabina interdipartimentale è composta dai seguenti soggetti:

- l'Assessore competente in materia di energia, in qualità di Presidente di Cabina;
- il Direttore Generale del Dipartimento Sviluppo Economico, in qualità di Coordinatore;
- il Dirigente della struttura regionale competente in materia di energia;
- l'Amministratore Unico ed il Direttore competente per materia di IRE SpA.

Nell'ambito delle attività della Cabina, in accordo con quanto previsto all'art. 3 dell'Allegato 1 della suddetta d.G.R., sono stati promossi incontri con rappresentanti del GSE, di ARERA ed ENEA, finalizzati al coordinamento e alla collaborazione per la stesura ed attuazione della strategia energetica regionale.

Il raccordo tra il PEAR e i Piani di Sviluppo di Terna, in particolare, ha costituito un tema di significativo rilievo, in quanto occorre coordinare le azioni del PEAR con le esigenze di stabilità della rete di distribuzione elettrica.

La Cabina di Regia, infine, ha attivato, attraverso audizioni e tavoli di confronto a geometria variabile, forme di partenariato con *stakeholder* di riferimento quali:

- Associazioni di categoria maggiormente rappresentative a livello regionale;
- Università degli Studi di Genova;
- distretti e poli tecnologici;
- ANCI.

La Cabina ha permesso l'ascolto di tutti gli stakeholder che lo abbiano richiesto, portando Regione Liguria ad una più ampia visione delle necessità del territorio ligure in termini energetico-ambientali.
Gli incontri svolti nell'ambito della Cabina di Regia nel corso del 2022 e finalizzati ad un continuativo confronto con le parti interessate del territorio dalla politica energetica si riportano in Allegato 1; è importante sottolineare che gli incontri con gli stakeholder accompagneranno tutto il percorso di formazione, attuazione e monitoraggio del PEAR.

Tavoli tecnici
Regione Liguria ha inoltre avviato Tavoli tecnici e protocolli d'intesa per il confronto sui temi:

- GNL: protocollo d'intesa istituito con Delibera n. 122/2019 e sottoscritto tra Regione Liguria, Città Metropolitana di Genova, Comune di Genova, AdSP del Mar Ligure Occidentale, AdSP del Mar Ligure Orientale, Direzione Marittima della Liguria, UNIGE-CIELI, Direzione Regionale VVFF, CCIAA di Genova, CCIAA delle Riviere, con il quale le parti si sono impegnate ad effettuare attività ed iniziative in collaborazione congiunta e reciproca volta a promuovere l'utilizzo del GNL in Liguria nella consapevolezza che, oltre alla valenza ambientale, il suo sviluppo come combustibile per la trazione rappresenti un'opportunità di sviluppo per l'intero territorio ligure;
- Idrogeno: tavolo istituito con Delibera n. 309/2022 volto alla promozione, la diffusione e la realizzazione in Liguria di impianti, sistemi di trasporto e di produzione energetica alimentati ad idrogeno, sottoscritto tra Regione Liguria, ANCI Liguria, AdSP del Mar Ligure Occidentale, AdSP del Mar Ligure Orientale, Università di Genova, CCIAA di Genova, CCIAA delle Riviere, RFI con il quale le parti si impegnano ad effettuare attività ed iniziative di collaborazione congiunta e reciproca nella consapevolezza che, oltre alla valenza ambientale, lo sviluppo di una rete basata sull'idrogeno rappresenti un'opportunità di sviluppo economico per l'intero territorio ligure. Il Tavolo è finalizzato alla promozione della produzione ed impiego dell'idrogeno nell'area ligure e ad all'integrazione delle politiche energetiche regionali (tra cui PEAR 2030) con quelle in materia di idrogeno esistenti a livello nazionale internazionale, portando nel periodo di programmazione 2021-2027 ad iniziative quali:
  - azioni di promozione e sviluppo di impiego dell'idrogeno (in ambiti quali macroregione EUSALP, GECT Reno-Alpi, ecc.);
  - azioni pilota e progetti dimostrativi sul territorio, attraverso le proprie in-house ed il sistema quadruple helix imperniato sulla Smart Specialization Strategy;
  - stipula di accordi e protocolli di collaborazione gratuita con organismi di livello nazionale per l'analisi del quadro conoscitivo, delle esperienze europee, nonché delle esperienze nazionali al momento piuttosto limitate.
- Comunità Energetiche Rinnovabili e configurazioni di autoconsumo: il tavolo è stato istituito con Legge regionale n. 13/2020 e ss.mm.ii. ed è finalizzato alla acquisizione dei dati sulla riduzione dei consumi energetici, sulla quota di autoconsumo e sulla quota di utilizzo di energie rinnovabili, all'individuazione delle modalità per una gestione più efficiente delle reti energetiche, anche attraverso il supporto del Gestore dei servizi elettrici di cui all'articolo 27 della L. 99/2009 e successive modificazioni e integrazioni, alla formulazione di proposte da sottoporre alle comunità energetiche per la gestione dei rapporti con l'autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), all'individuazione delle migliori pratiche al fine di promuoverne la promozione e la diffusione sul territorio regionale, alla verifica dell'attuazione del documento strategico e i risultati conseguiti in termini di riduzione dei consumi energetici, allo svolgimento di tutte le altre attività ad esso attribuite dalla Giunta regionale;
- Comunità Energetiche Portuali: in attuazione dell'Ordine del Giorno approvato all'unanimità dal Consiglio Regionale, è stato istituito un tavolo con nota Prot-2022-1038502 del 19.09.2022 allo scopo di promuovere la costituzione di CER portuali, studiando in maniera coordinata la opportunità e le integrazioni con il territorio e le fonti di finanziamento attivabili.

5 La strategia energetica regionale: gli obiettivi e le linee di sviluppo del PEAR

Negli ultimi anni, la pandemia e il conseguente impatto sulla crescita economica, il significativo aumento dei prezzi dei combustibili fossili e il conflitto in Ucraina hanno rivoluzionato il mercato dell'energia, modificandone profondamente scenari e dinamiche e causando una crisi multidimensionale. In particolare, il flusso di forniture energetiche dalla Russia verso l'Europa, rimasto sostanzialmente stabile per oltre 60 anni, non è più garantito, ponendo rilevanti rischi in termini di approvvigionamento e sicurezza energetica[54].

La **Sicurezza Energetica** è dunque balzata al centro del dibattito politico in tutti i Paesi Europei e soprattutto in Italia, particolarmente dipendente dalle importazioni di gas russo. La sicurezza energetica è definita dall'International Energy Agency (IEA)[55] come la fornitura continua di energia ad un prezzo di mercato ragionevole. La continuità della fornitura è riferita alla capacità di fornire tutta l'energia necessaria a coprire la domanda in modo affidabile, e l'affidabilità è determinata sia da fattori interni all'ambito di riferimento (ad esempio la produzione nazionale) che a fattori esterni (ad esempio le importazioni da Paesi Terzi). Per prezzo ragionevole si intende un prezzo di mercato congruo e trasparente, cioè determinato dall'incrocio tra domanda e offerta in un mercato privo di opacità e di operatori con eccessivo peso e potere. In generale, il concetto di sicurezza energetica si può caratterizzare per le seguenti dimensioni:

- disponibilità di fonti energetiche adeguate disponibili sia come produzione nazionale che come possibilità di import;
- capacità di una nazione nell'attrarre e sviluppare risorse energetiche tali da coprire la domanda;
- livello di diversificazione delle fonti energetiche e di eventuali fornitori;
- accessibilità delle risorse energetiche tramite lo sviluppo di infrastrutture adeguate;
- contesto geopolitico favorevole all'import/export di risorse energetiche.

Sulla base di queste dimensioni, è possibile misurare il Livello di Sicurezza Energetica di un Paese attraverso l'utilizzo di indicatori, la cui complessità varia a seconda dello specifico aspetto da analizzare e del livello di dettaglio desiderato. Di seguito si riportano alcuni possibili indicatori calcolabili in modo relativamente semplice:

- dipendenza dall'Import (DI): è definibile come il rapporto tra l'energia netta importata e l'energia primaria fornita in uno specifico anno. L'indice può essere calcolato sia sulle risorse energetiche globalmente importate, sia per una specifica fonte di energia (es., petrolio, gas, ecc.). Un'elevata dipendenza dall'import espone il paese ad un elevato rischio di volume e di prezzo;
- indice Herfindahl–Hirschman (HHI): è un indice di concentrazione determinato come la somma dei quadrati delle quote di mercato. Può essere calcolato sia in riferimento alle varie fonti energetiche utilizzate, sia rispetto ai fornitori delle specifiche fonti energetiche (es. petrolio, gas, ecc.). L'indice varia tra 0 e 10000. Il livello di concentrazione è tipicamente definito come elevato se HHI>1800;
- indice di Shannon-Wiener (SHI): è un indice di diversificazione. Può essere utilizzato per determinare quanto è diversificato il mix energetico utilizzato, oppure quanto diversificati sono i fornitori, ad esempio i paesi da cui proviene una certa fornitura energetica. Quando il mix è spostato su di una singola fonte energetica o l'import sbilanciato su di un singolo fornitore, l'indice assume il valore minimo pari a 0. Più è elevato il valore dell'indice e maggiormente diversificata, dunque affidabile, risulterà la fornitura.

Tali indicatori possono essere utilizzati con efficacia anche per descrivere il contesto italiano e misurarne il livello di sicurezza energetica. La Figura 5-1 nel seguito riporta l'evoluzione dell'indice di dipendenza energetica (DI) dell'Italia nel periodo 2000-2020, che appare nettamente al di sopra della media europea, sebbene con un trend in diminuzione ascrivibile alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili. Va inoltre registrato l'aumento dell'indice per quanto concerne il gas naturale.

[54] Solo nel 2021, l'UE ha ricevuto il 27% del petrolio e il 45% dell'import di gas dalla Russia. Fonte. ISPI **www.ispionline.it**
[55] Fonte: IEA – **https://iea.org/topics/energy-security**

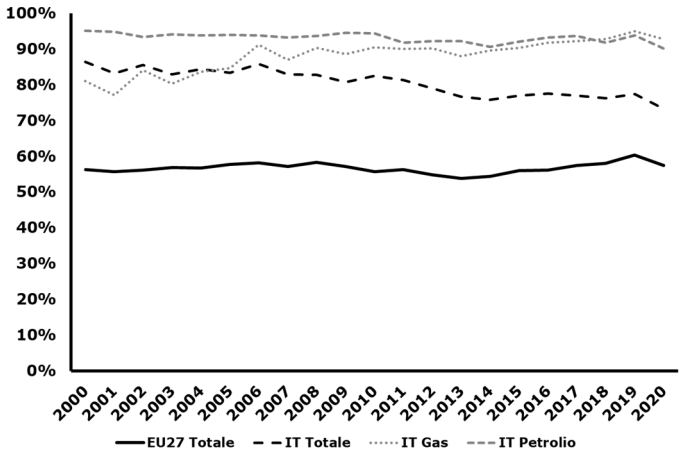


Figura 5-1 - Andamento dell'indice di Dipendenza Energetica in Italia. Fonte: Eurostat, 2022.

La Figura 5-2 riporta invece l'andamento in Italia degli altri due indici, relativi rispettivamente a concentrazione (HHI) ed entità di diversificazione (SWI) energetica. L'indice HHI è costantemente superiore a 1800, evidenziando un elevato sbilanciamento verso l'utilizzo di poche fonti di energia, ovvero un mix energetico poco variegato. Tale indice è diminuito costantemente fino al 2013-2014 per via della diminuzione dello sbilanciamento del mix energetico verso i prodotti petroliferi grazie ad un graduale aumento del gas naturale e delle rinnovabili; tuttavia, a partire 2013-2014 in poi l'indice è tornato a salire, poiché il mix si è sbilanciato verso il gas naturale che ha aumentato la sua quota passando dal 34% del 2000 al 42% del 2020. Una dinamica analoga viene rappresentata in modo simmetrico dall'indice SWI, aumentato fino al 2013-2014 per poi diminuire a causa dell'incremento della quota di gas naturale.

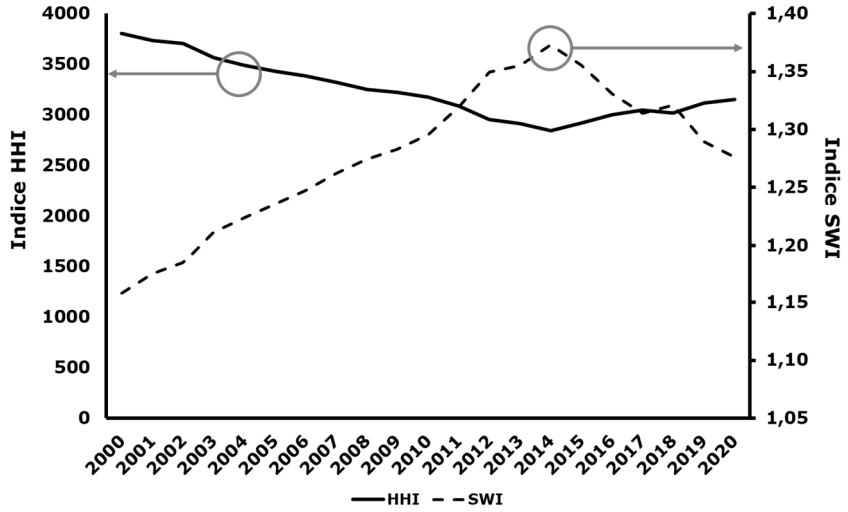


Figura 5-2 - Andamento degli indici HHI ed SWI in termini di mix energetico per l'Italia. Fonte: elaborazioni UNIGE su dati Eurostat.

Appare dunque chiaro come l'Italia presenti un basso livello di sicurezza energetica, caratterizzata com'è da un'elevata dipendenza dall'import e da un mix energetico poco variegato. In questo contesto, è da evidenziare il contributo che la Regione Liguria fornisce alla sicurezza energetica dell'Italia ospitando uno dei tre rigassificatori presenti sul territorio nazionale, sito in provincia della Spezia (il rigassificatore di Panigaglia) e avente una capacità di 3,5 bcm, pari al 23% della capacità di rigassificazione nazionale e al 5% della domanda media degli ultimi 10 anni. Considerato che il consumo di gas annuo in Liguria si attesta intorno al 2% del totale nazionale, la capacità che tale infrastruttura mette a disposizione del territorio italiano

incrementandone la sicurezza energetica appare rilevante, soprattutto alla luce dell'attuale contesto geopolitico.

Dal punto di vista delle politiche, l'Unione Europea ha reagito alla sfida in materia di Sicurezza Energetica applicando un regime di sanzioni e approvando, nel maggio 2022, il **Piano "REPowerEU"**, un ambizioso pacchetto di iniziative che mira a ridurre sostanzialmente la dipendenza dell'Europa dalle fonti fossili russe. Il Piano mette in luce come la Sicurezza Energetica dell'Europa proceda di pari passo con la Transizione Energetica, che offre la possibilità di costruire un sistema energetico più sicuro, sostenibile e alla portata di tutti, meno esposto alla volatilità dei prezzi e capace di contenere i costi dell'energia per le famiglie e le imprese. Come già illustrato nel Capitolo 2, il Piano "REPowerEU" si fonda su tre pilastri:

- *risparmio Energetico*, con l'aumento dal 9% al 13% dell'obiettivo vincolante di efficienza nell'ambito del pacchetto "Fit for 55%" e l'introduzione di misure per diminuire il consumo di combustibili fossili nell'industria e nei trasporti e promuovere il cambiamento dei comportamenti individuali;
- una più rapida *diffusione delle Fonti di Energia Rinnovabile*, con l'innalzamento dell'obiettivo principale dal 40% al 45% (portando così la capacità complessiva di produzione a **1 236 GW** entro il 2030), da attuarsi principalmente attraverso la realizzazione di progetti nei settori del solare, dell'eolico e dell'idrogeno rinnovabile;
- *diversificazione dell'Approvvigionamento,* con la creazione di partenariati internazionali volti a individuare forniture energetiche alternative e predisporre acquisti congiunti e coordinati a livello europeo.

In questo contesto si inserisce anche il già citato **Regolamento (UE) 2022/1369 relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas** approvato nell'agosto 2022, che prevede misure per gli Stati Membri volte a ridurre del 15% i consumi di gas naturale nel periodo 1 ° agosto 2022 - 31 marzo 2023, al fine di preparare l'UE all'eventualità di ulteriori interruzioni nelle forniture di gas da parte della Russia.

Sulla scorta di queste nuove priorità e obiettivi, i Paesi della UE stanno attualmente rivedendo le proprie strategie e piani nazionali per allinearsi e contribuire, ognuno per la propria parte, a rafforzare la sicurezza energetica dell'Europa. Tale processo è in corso anche in Italia che, partendo da quanto già previsto nel PNIEC approvato a fine 2019, si sta adoperando per mettere in campo nuove azioni e investimenti volti a perseguire, da una parte, l'efficienza energetica e la riduzione dei consumi e, parallelamente, l'incremento della capacità di produzione di energia da fonti rinnovabili. Di particolare rilevanza in questo contesto sono le misure avviate nel 2021 dal PNRR italiano con la Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica" (Componenti C2 e C3 rispettivamente su efficienza energetica e rinnovabili); l'approvazione l'anno successivo del Piano per la Transizione Ecologica (PTE) che provvede ad allineare le politiche energetiche nazionali agli obiettivi del pacchetto europeo "Fit for 55" e la pubblicazione nel settembre 2022 del **"Piano Nazionale di Contenimento dei Consumi di Gas naturale"** che, in linea con il relativo Regolamento UE, dispone una serie di misure volontarie per l'inverno 2023 volte a ridurre il consumo attraverso la massimizzazione della produzione di energia elettrica da combustibili diversi dal gas, i risparmi connessi al contenimento del riscaldamento, la promozione di misure comportamentali e il contenimento dei consumi nel settore industriale.

In tale contesto di continua evoluzione, la **Regione Liguria intende fornire il proprio contributo agli ambiziosi obiettivi del "REPowerEU" e al rafforzamento della sicurezza energetica in ambito nazionale ed europeo, attraverso la promozione e costruzione di un sistema territoriale resiliente ed efficiente sotto i profili del consumo e della produzione decentralizzata di energia.** A tal fine, ha individuato tre aree prioritarie di intervento, che si inseriscono nel quadro complessivo del processo di transizione energetica:

- Efficienza Energetica;
- Fonti di Energia Rinnovabile;
- Innovazione Tecnologica.

In primo luogo, Regione Liguria promuoverà azioni sul territorio in materia di **Efficienza Energetica,** che ritiene rappresenti il modo più economico, sicuro e pulito per ridurre la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili. Negli ultimi due decenni, le misure introdotte in questo ambito hanno già prodotto miglioramenti significativi nell'efficienza dell'industria, degli edifici e dei trasporti, contribuendo a ridurre le

bollette energetiche per cittadini e imprese, aumentando la competitività e supportando la creazione di nuovi posti di lavoro. Come evidenzia un recente Rapporto pubblicato dall'International Energy Agency (IEA)[56], un'ulteriore accelerazione delle misure per il risparmio energetico potrà fornire un contributo importante al rafforzamento della sicurezza, della resilienza e dell'affidabilità del sistema energetico, garantendo al contempo l'accesso all'energia a prezzi contenuti.

Il tema dell'Efficienza Energetica trova riscontro significativo anche nei recenti Piani nazionali, come già evidenziato nel Capitolo 2 del presente Documento. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) si pone un obiettivo indicativo per quanto riguarda la riduzione dei consumi al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e al 39,7% dell'energia finale. Individua l'ambito civile come il principale settore per gli interventi di efficientamento, con una riduzione di circa 5,7 Mtep (suddivisi tra 3,3 nel residenziale e 2,4 nel terziario) e un impegno alla graduale eliminazione del gasolio dal riscaldamento; e assegna un ruolo rilevante al settore dei trasporti, che dovrà contribuire per ulteriori 2,6 Mtep. A tal fine, il PNIEC sottolinea l'opportunità di fare ricorso, insieme agli strumenti ordinari, anche alle risorse POR-FESR 2021-2027 a disposizione delle Regioni italiane, che potranno essere orientate all'efficientamento degli edifici e alla realizzazione di nuove infrastrutture, ad esempio per la mobilità sostenibile.

Gli obiettivi PNIEC in materia di efficienza energetica sono aggiornati al rialzo nel Piano per la Transizione Ecologica (PTE) del 2022, che tiene conto dei nuovi e ambiziosi traguardi stabiliti dal pacchetto europeo "Fit for 55" e delle misure avviate nel frattempo dal PNRR, che vi dedica il 32% delle risorse in dotazione alla Missione 2 (oltre 15 miliardi di euro assegnati alla Componente C3 "Efficienza Energetica e Riqualificazione degli Edifici"). In questo contesto, il PTE stabilisce che i consumi dovranno scendere di un ulteriore 8% rispetto al precedente PNIEC, con una riduzione al 2030 dell'energia primaria che passerà dal 43 al 45%, da ottenere principalmente nei comparti dell'edilizia pubblica e privata e dei trasporti.

In questo contesto, la Liguria potrà conseguire un **consumo finale totale al 2030** (escluso il settore dei trasporti) **pari a circa 1.452 ktep** attraverso una riduzione per interventi di efficienza energetica pari a 71,35 ktep rispetto alla baseline 2016 (consumi finali totali 2016 pari a 1.523 ktep, escluso settore trasporti) secondo i contributi di cui alla tabella seguente:

Settore di riferimento	Obiettivo riduzione 2030
EE residenziale	42 [ktep]
EE terziario	23,2 [ktep]
EE imprese e cicli produttivi	6,15 [ktep]
TOTALE	71,35 [ktep]

Tabella 5-1 - Obiettivi regionali 2030 settore Efficienza Energetica.

La Regione in particolare potrà promuovere l'efficienza energetica di edifici pubblici ed imprese attraverso misure specifiche della prossima programmazione POR – FESR, favorendo forme di co-finanziamento a livello regionale e statale. La Regione proseguirà inoltre le iniziative volte a migliorare il quadro conoscitivo sul patrimonio edilizio ligure, attraverso la realizzazione di un cruscotto informativo per la restituzione delle informazioni su involucro degli edifici ed impianti presenti negli Attestati di Prestazione Energetica.

Parallelamente all'azione sul fronte della riduzione dei consumi, Regione Liguria intende accelerare lo sviluppo sul proprio territorio delle **fonti di energia rinnovabile (FER)**, rafforzando il peso di queste ultime nel mix energetico regionale. Oltre a costituire una fonte di energia economica e pulita, le rinnovabili possono essere prodotte internamente e per questo ridurre la necessità di importazioni di energia; contribuiscono inoltre a diversificare il mix energetico di un territorio, e rappresentano dunque un elemento chiave per rafforzarne la sicurezza energetica. Il cambio di paradigma rappresentato dal passaggio dalle fonti fossili alle rinnovabili dovrà essere accompagnato da un ammodernamento tecnologico e infrastrutturale, volto ad incrementare la flessibilità del sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia e favorire l'integrazione delle FER.

[56] "Security of Clean Energy Transitions" report – IEA, settembre 2022

In materia di rinnovabili, il PNIEC si pone un obiettivo di copertura al 2030 del 30% del consumo finale lordo di energia proveniente da FER, pari a circa 33 Mtep su un totale di 111 Mtep. Tale obiettivo del 30% di rinnovabili sarà così differenziato tra i diversi settori:

- 55% nel settore elettrico, da ottenersi attraverso la realizzazione di nuovi impianti rinnovabili (principalmente fotovoltaici ed eolici) e l'ammodernamento di quelli esistenti;
- 33,9% nel settore termico, con un crescente peso nel mix energetico delle pompe di calore e del solare termico;
- 22% con l'incorporazione delle rinnovabili nei trasporti, soprattutto grazie all'utilizzo di biocarburanti avanzati, elettricità da FER nel settore stradale e diffusione di auto elettriche e ibride; un contributo pari all'1% dovrà inoltre provenire dall'utilizzo dell'idrogeno come vettore per auto, bus, trasporto pesante e treni e, in prospettiva, per il trasporto marino.

Come per l'efficienza energetica, anche gli obiettivi del PNIEC in materia di rinnovabili sono aggiornati al rialzo nel più recente PTE, per tenere conto degli sviluppi intervenuti con l'approvazione del pacchetto "Fit for 55" e del PNRR italiano, che vi dedica la maggiore dotazione di fondi all'interno della Missione 2 (per un totale di oltre 23 miliardi assegnati alla Componente C2 "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile")**.** Il PTE richiede un ulteriore sforzo per incrementare la capacità installata di energie rinnovabili di almeno il 15% rispetto al precedente PNIEC, diminuendo ulteriormente il peso delle fonti fossili. All'interno di questo nuovo quadro al 2030, e comprendendo gli sviluppi della produzione di idrogeno verde prevista dal PNRR e dall'avvio della Strategia Nazionale sull'Idrogeno, il Piano stabilisce che l'apporto delle rinnovabili al mix di energia elettrica dovrà arrivare al 72% rispetto al 55% previsto dal precedente PNIEC, fino a raggiungere quote prossime al 100% al 2050. A tal fine, il PTE sottolinea l'importanza dello sviluppo delle reti e degli accumuli, nonché la diffusione di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), che promuovono la partecipazione attiva dei consumatori al mercato finale dell'energia.
In questo contesto, la Regione, in collaborazione con l'Università degli Studi di Genova, ha svolto uno studio del potenziale delle fonti rinnovabili il Liguria, che tiene conto del diverso livello di maturità delle varie tecnologie e le caratteristiche vocazionali dei territori. Le analisi hanno condotto all'identificazione dei seguenti contributi per fonte, che consentiranno di portare il valore dell'**energia da fonti rinnovabili** dagli attuali 188 ktep (dato 2020, si veda Capitolo 3.2.2) all'**obiettivo regionale di 410 ktep al 2030**:

FONTE	OBIETTIVO 2030	
	Potenza totale installata da fonti rinnovabili	Energia totale da fonti rinnovabili
Eolico	257 [MWe]	45,8 [ktep]
Fotovoltaico	700 [MWe]	90 [ktep]
Idroelettrico	111 [MWe]	23,7 [ktep]
Biogas elettrico	12 [MWe]	4,9 [ktep]
Biogas termico	19 [MWt]	8,5 [ktep]
Pompe di calore	1.296 [MWt]	97,8 [ktep]
Biomassa	1.170 [MWt]	123 [ktep]
Solare termico	152 [MWt]	16,7 [ktep]

Tabella 5-2 - Obiettivi regionali 2030 settore Fonti Rinnovabili.

Si tratta di obiettivi ambiziosi, che sono in linea con gli obiettivi del precedente Piano Energetico Ambientale Regionale PEAR 2014-2020, ad oggi solo parzialmente raggiunti (per approfondimenti si veda il Capitolo 3.3.2) e ne costituiscono un'estensione sul prossimo decennio.
La Regione Liguria intende sostenere il raggiungimento di tali obiettivi attraverso iniziative quali:

- la semplificazione delle procedure autorizzative, sia agevolando una sempre più efficace collaborazione tra i diversi soggetti coinvolti, sia migliorando il numero e l'accessibilità degli strumenti esistenti dedicati agli operatori;

- la definizione delle aree idonee (intese come “aree ad elevata vocazione rinnovabile, adatte ad ospitare impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile e pertanto soggette a procedure autorizzative particolarmente snelle e rapide”) alla collocazione degli impianti a fonte rinnovabile, come previsto dalla normativa nazionale e secondo le tempistiche di cui al D Lgs. n. 199/2021;
- la previsione di misure specifiche a valere sulla prossima programmazione dei Fondi POR FESR (in combinazione con interventi di efficienza energetica);
- lo svolgimento di attività di comunicazione volte a divulgare, tra i potenziali soggetti interessati, informazioni relative ad eventuali finanziamenti, anche nazionali, disponibili.

Regione Liguria intende inoltre supportare gli attori locali nella sperimentazione e avvio di **CER** sul territorio ligure. Esse rappresentano una soluzione innovativa per soddisfare il fabbisogno energetico in cui cittadini, imprese ed enti locali si uniscono per produrre, consumare e scambiare energia, dotandosi di impianti propri a fonti rinnovabili. Tale supporto si sta già concretizzando attraverso la revisione della Legge Regionale n. 13/2020, una capillare opera di informazione e formazione sul territorio e la messa in campo di agevolazioni e incentivi. Le misure regionali proposte si integreranno con le azioni previste nel PNRR per le Comunità Energetiche Rinnovabili nei piccoli Comuni.

La rivoluzione del sistema energetico, da ottenersi attraverso i sopra citati sforzi per la riduzione dei consumi e l’incremento delle rinnovabili, sarà accompagnata da una progressiva **decarbonizzazione,** anche nel comparto industriale. Il PTE sottolinea infatti come nei settori più “energivori” il principio guida per la riduzione delle emissioni dovrà essere quello dell’“Energy Efficiency First” (efficienza energetica al primo posto), che trova nell’efficienza la prima leva da impiegare per ottenere vantaggi economici e ambientali in termini di riduzione delle emissioni; evidenzia inoltre la necessità di ricorrere contemporaneamente a più leve, quali il passaggio a combustibili rinnovabili, l’elettrificazione dei consumi, la sostituzione di materiali tradizionali con altri a basso impatto e in generale l’adozione di pratiche di economia circolare.

Infine, Regione Liguria ritiene fondamentale sostenere **la ricerca e l’innovazione** in ambito energetico, sia sostenendo la ricerca di nuove soluzioni per tecnologie con un buon grado di penetrazione, che promuovendo lo sviluppo e l’utilizzo di nuove tecnologie (per le rinnovabili, l’efficienza energetica e le reti) e di nuovi vettori a basso o nullo tenore di carbonio. Tra queste l’energia da moto ondoso, l’eolico off-shore galleggiante, il nucleare di nuova generazione, ma anche e soprattutto l’idrogeno, per il quale ha già avviato un percorso in collaborazione con i principali stakeholder presenti sul territorio regionale. Per quanto riguarda i nuovi vettori, infatti, in linea con le molteplici iniziative europee e nazionali in materia, non ultimo il PNRR, Regione Liguria ritiene opportuno sostenere la ricerca, sperimentazione e sviluppo della filiera dell’idrogeno sul territorio. L’idrogeno, soprattutto quello “verde” prodotto da fonti rinnovabili, rappresenta un vettore fondamentale per la transizione energetica, con un potenziale significativo in diversi settori, tra cui in particolare l’industria e la mobilità pesante.

Gli interventi di Regione Liguria in materia di energia, oltre a contribuire per quanto possibile alla sicurezza energetica globale, forniranno inoltre una spinta propulsiva per contrastare i fenomeni di **povertà energetica**, acuitesi a seguito della pandemia e della crisi energetica e che, secondo una stima di RSE[57], interessano oggi oltre il 13% delle famiglie italiane. Nell’ottica del contrasto alla povertà energetica, le Comunità Energetiche Rinnovabili rappresentano un’opportunità non trascurabile, dal momento che potrebbero consentire a soggetti socialmente vulnerabili di partecipare ai benefici economici da esse derivanti.

Nel seguito gli indirizzi strategici regionali vengono trattati con riferimento ai diversi ambiti di intervento ed alle varie opzioni tecnologiche disponibili. Per approfonditi relativi ad accumuli elettrici e termici, asservibili alle FER, si rimanda alle Appendici a) e b).

5.1 L’efficienza energetica

La Commissione Europea, attraverso la pubblicazione della **Direttiva UE 2018/844,** ha rinnovato (confermato) l’importanza di migliorare la prestazione energetica degli edifici al fine del raggiungimento degli obbiettivi comunitari al 2030, sottolineando che “*tenendo conto del fatto che quasi il 50% del consumo*

[57] Fonte: Piano per la Transizione Ecologica – PTE, 2022

dell'energia finale dell'Unione è usato per riscaldamento e rinfrescamento, di cui l'80% negli edifici, il conseguimento degli obiettivi energetici e climatici dell'Unione è legato agli sforzi di quest'ultima per rinnovare il suo parco immobiliare, dando la priorità all'efficienza energetica, ricorrendo al principio dell'"efficienza energetica in primis", nonché valutando l'utilizzo delle energie rinnovabili".

La Strategia per la riqualificazione energetica del parco immobiliare nazionale (**STREPIN 2020**) ha recepito gli indirizzi comunitari e identificato gli obiettivi di riqualificazione del parco immobiliare. In particolare, lo STREPIN individua le linee strategiche per l'identificazione delle priorità d'intervento, delle misure e delle azioni per il conseguimento dei target, rappresentando quindi un riferimento per la definizione degli indirizzi della pianificazione energetica regionale sul tema dell'efficienza energetica del settore civile.

La Direttiva UE 2018/844 sottolinea l'importanza delle banche dati degli Attestati di Prestazione Energetica (APE), evidenziando che "*Occorrono dati di elevata qualità sul parco immobiliare, che possono essere forniti in parte dalle banche dati per gli attestati di prestazione energetica, la cui costituzione e gestione sono in corso in quasi tutti gli Stati Membri [..]*"

In coerenza con gli indirizzi comunitari, l'approccio metodologico adottato per le valutazioni del risparmio conseguibile al 2030 tramite interventi di efficienza energetica prende in considerazione i risultati delle analisi svolte a partire dalle informazioni presenti nel Sistema Informativo degli Attestati di Prestazione Energetica Ligure (SIAPEL).

In particolare, sono state prese in esame le informazioni utili alla caratterizzazione del parco edilizio regionale sia da un punto di vista contestuale, valutando la motivazione del rilascio dell'APE, sia da un punto di vista tecnico, analizzando i parametri che descrivono la prestazione del solo involucro edilizio, dei soli impianti per la climatizzazione invernale e del sistema edificio (involucro ed impianto). Dagli studi svolti è emerso che oltre il 90% degli edifici presenti sul territorio ligure è ad uso residenziale e che l'80% ha un'epoca di costruzione antecedente al 1975, evidenziando quindi un ampio margine di risparmio.

Nello spettro di azioni da perseguire per gli obiettivi 2030, ma anche per la decarbonizzazione pressoché completa del settore civile prevista nella Long Term Strategy (LTS) per il 2050, è necessario attuare un mix di misure di natura tecnica, fiscale e normativa che promuova la diffusione degli interventi e aumenti le riqualificazioni profonde, in particolare quelle di conversione in "edifici ad energia quasi zero" (nZEB). Tali misure, oltre a dover essere calibrate a seconda delle tipologie di intervento e di destinatari, potranno inglobare differenti funzioni, quali, ad esempio, l'accoppiamento di riqualificazione energetica e adeguamento antisismico, dal momento che interventi integrati richiedono costi significativamente inferiori e forniscono risultati migliori. Aspetti importanti riguardano inoltre l'ottimizzazione della gestione di sistemi, impianti e componenti esistenti, oltre che l'utilizzo di nuovi materiali e sistemi di generazione che massimizzino la produzione da fonte rinnovabile. Il tutto, favorito dallo sviluppo di competenze sempre più specializzate in efficienza energetica con attenzione al sistema involucro-impianto ed allo status quo dell'edificio, con il supporto delle diagnosi energetiche, strumento che fornisce un'adeguata conoscenza del profilo reale di consumo degli edifici stessi, consente di confrontare le diverse soluzioni migliorative e favorisce la consapevolezza dei cittadini sul valore dell'efficienza, in termini anche di risparmio monetario.

Nei capitoli a seguire sono stati analizzati separatamente i risparmi conseguibili al 2030 attraverso interventi di efficientamento che riguardano rispettivamente il settore residenziale, il settore non residenziale e le imprese.

In conclusione, i risultati nel seguito riportati mettono a frutto l'esperienza maturata e le analisi svolte dalla Regione Liguria, prendendo in considerazione non solo gli indirizzi comunitari che individuavano il settore edilizio quale comparto particolarmente energivoro su cui intervenire per il raggiungimento degli obbiettivi al 2030, ma anche l'attuale contesto socio-economico nazionale, su cui si riverberano gli effetti della crisi geo politica internazionale, che all'inizio del periodo di vigente di piano fanno prevedere un periodo di stagnazione se non di recessione; in ragione di ciò è stato valutato che solo una percentuale di famiglie e di imprese meno colpite dal ridetto contesto economico possano agevolmente investire nell'efficientamento energetico, pur considerando in chiave prospettiva, l'effetto leva costituito dai contributi dei fondi strutturali e dal sistema di incentivazione fiscale erariale.

5.1.1 Settore residenziale

La politica energetica comunitaria, nazionale e regionale

Il quadro delle **politiche energetiche comunitarie** evidenzia come l'efficienza energetica debba costituire la "Prima Priorità" per gli Stati Membri e la **Direttiva UE 2018/844** conferma nelle premesse l'importanza di migliorare la prestazione energetica degli edifici, sottolineando che "*tenendo conto del fatto che quasi il 50% del consumo dell'energia finale dell'Unione è usato per riscaldamento e rinfrescamento, di cui l'80% negli edifici, il conseguimento degli obiettivi energetici e climatici dell'Unione è legato agli sforzi di quest'ultima per rinnovare il suo parco immobiliare, dando la priorità all'efficienza energetica, ricorrendo al principio dell'"efficienza energetica in primis", nonché valutando l'utilizzo delle energie rinnovabili*".

La Strategia per la riqualificazione energetica del parco immobiliare nazionale (**STREPIN 2020**) identifica gli obiettivi di riqualificazione del parco immobiliare e detta le linee strategiche per l'identificazione delle priorità d'intervento, delle misure e delle azioni per il conseguimento dei target; in tal senso costituisce un riferimento per la definizione degli indirizzi della pianificazione energetica regionale sul tema dell'efficienza energetica del settore civile. La STREPIN in particolare riporta: "Nello spettro di azioni da perseguire per gli obiettivi 2030, ma anche per la decarbonizzazione pressoché completa del settore civile prevista nella Long Term Strategy (LTS) per il 2050, è necessario attuare un mix di misure di natura tecnica, fiscale e normativa che promuova la diffusione degli interventi e aumenti gli interventi di riqualificazioni profonde, in particolare quelle di conversione in "edifici ad energia quasi zero" (nZEB). Tali misure, oltre a dover essere calibrate a seconda delle tipologie di intervento e di destinatari, potranno inglobare differenti funzioni, quali, ad esempio, l'accoppiamento di riqualificazione energetica e adeguamento antisismico, dal momento che interventi integrati richiedono costi significativamente inferiori e forniscono risultati migliori. Aspetti importanti riguardano inoltre l'ottimizzazione della gestione di sistemi, impianti e componenti esistenti, oltre che l'utilizzo di nuovi materiali e sistemi di generazione che massimizzino la produzione da fonte rinnovabile. Il tutto, favorito dallo sviluppo di competenze sempre più specializzate in efficienza energetica con attenzione al sistema involucro-impianto ed allo status quo dell'edificio, rilevanti per poter confrontare le diverse soluzioni migliorative, con il supporto delle diagnosi energetiche, strumento che, se effettuato in modo serio e qualificato, più di tutti fornisce una adeguata conoscenza del profilo reale di consumo degli edifici stessi e favorisce la consapevolezza dei cittadini sul valore dell'efficienza, in termini anche di risparmio monetario[58]". Nell'Allegato 2 si riportano le Linee guida per l'efficientamento degli edifici che mettono in evidenza l'importanza della diagnosi energetica quale strumento per individuale lo scenario più efficace di intervento sugli edifici.

La Regione Liguria, al fine di promuovere l'efficienza energetica nel settore civile (responsabile di circa il 45% dei consumi finali nazionali (fonte ENEA-FIAIP-I-Com 2021)), ha adottato a partire dal 2007 **iniziative di natura normativa, regolamentare e amministrativa** per il recepimento degli indirizzi emanati a livello comunitario e nazionale:

- con l'approvazione della L.R. n. 22/2007 e ss.mm.ii. "Norme in materia di energia" e dei suoi regolamenti attuativi, la Regione ha disciplinato, tra l'altro, uno strumento di gestione e di monitoraggio degli Attestati di Prestazione Energetica (APE): dal 2009 si è dotata del Sistema Informativo degli APE Ligure (SIAPEL), che rappresenta una delle piattaforme più collaudate ed complete a livello nazionale, rispondendo pienamente alle indicazioni comunitarie in materia di quadro conoscitivo sul tema (la Direttiva UE 2018/844 evidenzia che "Occorrono dati di elevata qualità sul parco immobiliare, che possono essere forniti in parte dalle banche dati per gli attestati di prestazione energetica, la cui costituzione e gestione sono in corso in quasi tutti gli Stati Membri [..]");
- dal 2015 la Regione Liguria svolge analisi statistiche sui dati contenuti in SIAPEL al fine di calcolare indicatori prestazionali di riferimento per la caratterizzazione del parco edilizio ligure, in funzione dell'epoca di costruzione degli edifici. Tali indicatori, riportati in allegato al Regolamento R.R. n. 1/2018 e ss.mm.ii., sono periodicamente aggiornati e sono utilizzati anche quali valori di riferimento nell'ambito delle verifiche che la Regione annualmente svolge sulla conformità degli APE, per garantire la qualità del processo di certificazione e conseguentemente l'attendibilità dei dati presenti in SIAPEL;

[58] Cfr. MISE-MATTM-MIT, Strategia per la riqualificazione energetica del parco immobiliare nazionale, rev. 25 novembre 2020, p. 2.

- dal 2007 ad oggi la Regione ha provveduto ad aggiornare gli ambiti e le modalità di applicazione dei requisiti minimi per le nuove costruzioni e per gli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione integrale o parziale ed attualmente il R.R. n. 1/2018 e ss.mm.ii. recepisce il DM 26/06/2015 ("Requisiti minimi");
- ha previsto nelle precedenti programmazioni POR FESR bandi per l'efficientamento energetico degli edifici.

Valutazione del risparmio ottenibile al 2030: metodologia e risultati

I risultati nel seguito riportati mettono a frutto l'esperienza maturata e le analisi svolte dalla Regione Liguria, prendendo in considerazione sia gli indirizzi comunitari, che individuano il settore edilizio quale comparto target per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, sia l'attuale contesto socio-economico e geo-politico, che condiziona fortemente sia il tenore di vita delle famiglie, che la loro capacità di investimento.

Viene analizzato il risparmio energetico raggiungibile al 2030 nel settore residenziale tramite interventi su:

a. strutture edilizie: isolamento dell'involucro edilizio (trasparente ed opaco);
b. impianti e dispositivi tecnologici: sostituzione di generatori di calore standard con caldaie a condensazione e metanizzazione delle caldaie a gasolio[59].

Per migliorare le prestazioni energetiche di un edificio occorre infatti agire sia sull'involucro (isolamento termico e sostituzione degli infissi per ridurre i fabbisogni energetici per il riscaldamento, unitamente all'applicazione di eventuali schermature solari per il raffrescamento) che sull'impianto, valutando inoltre la possibilità di fare ricorso alle energie rinnovabili (in tal senso un caso pilota significativo è dato dal caso Palazzina SEB Campus in Allegato 9). Per le considerazioni relative agli impianti da fonti rinnovabili termiche (FER termiche nel seguito) a servizio di edifici (pompe di calore, solare termico e biomassa) si rimanda ai Capitoli 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3; per il solare fotovoltaico su superfici a tetto si veda il Capitolo 5.2.2.

Le valutazioni sugli obiettivi di risparmio energetico per il settore residenziale ligure al 2030 vengono effettuate facendo ricorso ad un **modello di calcolo** realizzato da IRE SPA che, a partire dalla caratterizzazione energetica del parco edilizio ligure, simula interventi di efficienza su una quota parte dello stesso, attraverso specifici fattori di applicazione.

Si precisa che tali dati risultano confrontabili e coerenti con quelli adottati al Capitolo 5.3 per la stima del potenziale risparmio energetico derivante dall'installazione di impianti da fonti rinnovabili termiche.

Le **tipologie di intervento ed i livelli prestazionali** vengono identificati in coerenza con quanto stabilito dal DM 26/06/2015 "*Requisiti minimi*" e possono essere ricondotte a due macro ambiti:

- le ristrutturazioni importanti di primo livello, che prevedono un isolamento dell'involucro con incidenza superiore al 50% delle superfici disperdenti e la ristrutturazione integrale dell'intera catena impiantistica (generazione, distribuzione, emissione e regolazione). La ristrutturazione importante di primo livello equivale alla conversione di un edificio esistente in un edificio a energia quasi zero (nZEB, *nearly Zero Energy Buildings*) secondo la definizione di cui al D. Lgs. n. 192/2005 e ss.mm.ii.;
- interventi parziali che interessano l'involucro per una percentuale inferiore al 50% e/o la catena impiantistica.

I requisiti da rispettare dipendono dall'ambito in cui ricade l'intervento e riguardano le caratteristiche termofisiche e di isolamento dell'involucro, i valori dei rendimenti della catena impiantistica ed i fabbisogni energetici dell'edificio. Il riferimento resta comunque quello dei requisiti minimi di cui al DM 26/06/2015, in quanto gli studi svolti a livello nazionale[60] hanno dimostrato che tali requisiti sono ad oggi ancora sfidanti e coerenti con l'applicazione della metodologia comparativa, di cui all'art. 5 della Direttiva 2010/31/UE. L'esperienza maturata anche attraverso i bandi di finanziamento della precedente programmazione POR-FESR ha infatti evidenziato che attualmente i tempi di rientro di una ristrutturazione importante di primo livello sono ancora elevati.

[59] Facendo riferimento alle definizioni di cui al D.Lgs. n. 192/2005 e ss.mm.ii., l'edificio è il sistema costituito dall'insieme delle strutture edilizie e degli impianti tecnologici ad esso asserviti.

[60] Es. ENEA, Osservatorio degli edifici a energia quasi zero (nZEB) in Italia, 2016-2018, 2019, p. 54.

La **caratterizzazione del parco edilizio** avviene attraverso:

- i dati desumibili dal censimento ISTAT 2011, per quanto riguarda la numerosità degli alloggi presenti sul territorio ligure con destinazione d'uso residenziale;
- gli indicatori di prestazione energetica del parco edilizio derivanti dalle analisi statistiche svolte dalla Regione Liguria sui dati relativi agli Attestati di Prestazione Energetica (APE) presenti in SIAPEL. I valori degli indicatori sono distinti sulla base dell'epoca di costruzione degli edifici e riguardano sia il fabbisogno di energia primaria ed utile, sia le caratteristiche prestazionali degli involucri e dei sistemi tecnici per la climatizzazione e la produzione di acqua calda sanitaria;
- i consumi elettrici e di combustibile fossile del settore residenziale desunti dal Bilancio Energetico Regionale (BER) 2016.

Come confermato dalle analisi statistiche svolte sugli APE, l'epoca di costruzione influenza fortemente il livello di isolamento degli edifici. In particolare, si evidenzia che prima dell'entrata in vigore delle leggi n. 373/1976 e n. 10/1991 la normativa nazionale non prevedeva alcun requisito di isolamento termico in fase di progettazione e realizzazione degli edifici. Inoltre, oltre il 90% degli edifici è stato costruito in epoca antecedente al 1990. Per considerare l'incidenza di questi aspetti, il modello di calcolo utilizzato consente di variare i fattori di applicazione sulla base dell'epoca di costruzione degli alloggi e quindi di quantificare il diverso risparmio raggiungibile a partire dallo stato di fatto.

Il modello di calcolo descritto è stato utilizzato per realizzare due simulazioni: la prima, che comprende soli interventi di isolamento dell'involucro, è stata realizzata al fine di fornire la base di calcolo per la stima del potenziale delle FER termiche a servizio degli edifici (per tale simulazione si veda Allegato 3); la seconda simulazione corrisponde invece allo scenario di piano ed è comprensiva degli interventi su impianti con particolare riferimento a: sostituzione di generatori di calore standard con caldaie a condensazione e metanizzazione delle caldaie a gasolio.
Si riportano in Tabella 5-3 i fattori di applicazione adottati per simulare gli interventi su una quota parte del parco edilizio regionale (sulla base dell'epoca di costruzione degli alloggi).

FATTORI DI APPLICAZIONE PER I SINGOLI INTERVENTI SUGLI EDIFICI				
INTERVENTI	**Edifici ante 1990 [%]**	**Edifici 1991-2005 [%]**	**Edifici 2006-2015 [%]**	**Totale regionale [%]**
Isolamento termico delle pareti verticali (edifici ante 1945)	1%	-	-	0,5%
Isolamento termico delle pareti verticali (edifici post 1945)	12%	6%	4%	11,1%
Isolamento termico copertura	12%	6%	4%	11,6%
Sostituzione serramenti	19%	15%	13%	18,7%
Installazione di schermature solari	19%	15%	13%	18,7%
Sostituzione caldaia a metano con caldaia a condensazione	12%	11%	10%	10,7%
Metanizzazione delle centrali a gasolio	31%	30%	29%	3,3%

Tabella 5-3 - Fattori di applicazione degli interventi utilizzati per la definizione dello scenario di Piano sull'efficienza energetica del settore residenziale.

Come si può evincere dalla tabella sopra riportata, gli interventi considerati sono:

- isolamento termico delle pareti verticali;
- isolamento termico della copertura;
- sostituzione dei serramenti con elementi a miglior prestazione;
- installazione di schermature solari;
- sostituzione del generatore di calore a gas con generatore a gas a maggior efficienza;
- metanizzazione delle caldaie a gasolio.

Gli interventi sull'involucro edilizio possono riguardare l'isolamento delle pareti opache verticali e/o della copertura, non necessariamente entrambe realizzate contemporaneamente. Inoltre, l'utilizzo di schermature solari può ridurre il fabbisogno per la climatizzazione estiva.
I fattori di applicazioni sono diversificati a seconda delle seguenti epoche di costruzione:

- ante 1945 pari a circa il 50% della totalità degli alloggi – edifici spesso caratterizzati da vincoli architettonici per cui rappresentano una quota parte del parco edilizio su cui gli interventi di isolamento risultano spesso di difficile realizzazione;
- 1945 – 1991 pari a oltre il 40% della totalità degli alloggi – edifici che, essendo antecedenti alla pubblicazione della l. n. 10/1991, nella maggior parte dei casi non presentano alcuna forma di isolamento dell'involucro. Per questi edifici gli interventi di isolamento risultano particolarmente efficaci ed hanno un potenziale di risparmio rilevante;
- 1991 – 2005 pari a circa il 4% della totalità degli alloggi – edifici che presentano un discreto grado di isolamento, non paragonabile ai livelli prestazionali previsti dalla normativa vigente. Anche per questi edifici gli interventi di isolamento risultano efficaci ed hanno un buon potenziale di risparmio;
- 2006 -2015 pari a circa il 2% della totalità degli alloggi – edifici costruiti successivamente alla pubblicazione del D.Lgs. n. 192/2005 e ss.mm.ii., che ha recepito a livello nazionale la Direttiva 2002/91/CE, prima norma comunitaria sulla prestazione energetica in edilizia. I requisiti previsti nel periodo 2006-2015 hanno migliorato le prestazioni della componente involucro in termini di isolamento rispetto al periodo antecedente, ma consentono comunque un buon margine di efficientamento.

Ai fini della definizione dei fattori di applicazione è stato seguito un approccio metodologico coerente con gli ambiti di intervento previsti dalla normativa vigente. In particolare, sono stati ipotizzati sia interventi di solo isolamento dell'involucro o di porzioni dello stesso, sia interventi di isolamento ricompresi nelle ristrutturazioni importanti di primo livello.
I fattori di applicazione degli interventi riguardanti la sola "componente involucro" sono stati stimati ipotizzando la periodicità di rifacimento e manutenzione dei componenti edilizi necessaria per preservare l'integrità strutturale degli stessi.
I fattori di applicazione relativi alle ristrutturazioni importanti di primo livello sono pari a 9%, 5% e 3% rispettivamente per edifici ante 1990, 1991-2005 e 2006-2015 e sono inclusi nei fattori di applicazione di cui alla tabella precedente.

Lo scenario di Piano proposto tiene in considerazione l'attuale contesto geo-politico e socio-economico, nonché l'incertezza relativa all'evoluzione del quadro dei finanziamenti statali. Regione Liguria nello stabilire gli obiettivi del PEAR 2030 ha inteso infatti tenere in considerazione la sostenibilità degli stessi da parte di famiglie ed imprese, alla luce del complesso contesto causato dalla pandemia e dal conflitto russo-ucraino, che determina sensibili effetti sul costo dell'energia per famiglie ed imprese. Le valutazioni effettuate in fase di definizione del PEAR 2030 saranno oggetto di successive considerazioni, anche in fase di monitoraggio, tenendo conto delle politiche di incentivazione fiscale che potranno essere adottate dai governi. Lo scenario è dunque proposto secondo un approccio cautelativo.
Il risparmio energetico conseguibile al 2030 attraverso lo scenario di Piano risulta circa 42 ktep rispetto ai consumi 2016 del settore residenziale, pari a circa il 5% dei consumi a baseline 2016 del settore residenziale.

Azioni
La Regione Liguria per favorire il raggiungimento di tale obiettivo intende includere l'efficientamento degli edifici pubblici nella prossima programmazione POR – FESR favorendo forme di co-finanziamento a livello regionale e statale.
Al fine di valorizzare e potenziare l'efficacia del Sistema Informativo degli APE Ligure (SIAPEL), sarà realizzato un cruscotto informatico per l'analisi delle informazioni presenti sugli Attestati di Prestazione Energetica, che riguardano i dati di maggior dettaglio relativi all'involucro degli edifici ed agli impianti in essi istallati.
Lo scopo del progetto è la realizzazione di una soluzione tecnologica in grado di rendere disponibile alle pubbliche amministrazioni, alle loro società operative, alle università e i centri di ricerca, alle imprese, ai liberi

professionisti, alle associazioni ed ai cittadini, attraverso nuovi sistemi di reportistica (dashboard), la fruizione di alcune informazioni di carattere statistico contenute nel Sistema Informativo degli APE della Regione Liguria (SIAPEL), esigenza emersa dai tavoli di lavoro con il sistema degli enti competenti e degli operatori in attuazione della L.r. 22/2007 e ss.mm.ii.

Le analisi terranno in considerazione diversi parametri quali ad esempio la destinazione d'uso e la zona climatica di appartenenza dell'edificio e consentiranno di produrre una reportistica funzionale alla redazione, all'aggiornamento ed al monitoraggio del Piano Energetico Ambientale (PEAR).
Questa azione è in linea con gli indirizzi comunitari e nazionali che sottolineano l'importanza delle banche dati quali strumenti conoscitivi al servizio non solo della pubblica amministrazione, ma anche delle imprese e degli operatori di settore.

5.1.2 Settore terziario

Valutazione del risparmio ottenibile al 2030: metodologia e risultati
Analogamente alle valutazioni svolte per il settore residenziale, è stato analizzato il potenziale miglioramento al 2030 della prestazione energetica del parco edilizio non residenziale, tenendo in considerazione sia la normativa nazionale, regionale e tecnica vigente in ambito di efficientamento degli edifici, sia l'attuale contesto socio-economico e geo-politico, la cui complessità ed incertezza è già stata delineata nel paragrafo precedente.
Il settore terziario ha caratteristiche decisamente meno uniformi rispetto al residenziale in quanto comprende una varietà di destinazioni d'uso che si differenziano non solo per il fabbisogno energetico globale medio, ma anche per il potenziale risparmio raggiungibile, che dipende da considerazioni di carattere tecnico, dalla volontà e potere di investimento dei singoli e dai finanziamenti statali e regionali che saranno resi disponibili nei prossimi anni.

Al fine di valutare il potenziale risparmio energetico al 2030 nel settore terziario sono state pertanto condotte analisi con riferimento a numerose fonti di informazione, secondo le seguenti fasi:

- analisi della banca dati SIAPEL, con riferimento ad edifici non residenziali, al fine di valutare le prestazioni energetiche degli edifici oggetto di indagine ed individuare le destinazioni d'uso maggiormente energivore;
- analisi delle banche dati disponibili a livello nazionale e regionale, per stimare il numero di edifici liguri per le diverse destinazioni d'uso considerate;
- calcolo degli indicatori che caratterizzano le prestazioni medie dello stato attuale della componente involucro ($EP_{H,nd}$[61]) e degli impianti (rendimento medio stagionale della catena impiantistica) per le diverse destinazioni d'uso, sulla base dei dati degli APE presenti in SIAPEL;
- analisi dei bandi di finanziamento relativi alla programmazione POR FESR 2014-2020 ed in particolare delle diagnosi energetiche presentate ai fini della concessione dei contributi, per stimare il risparmio medio raggiungibile attraverso gli interventi di efficientamento presentati;
- simulazione degli interventi per la valutazione del risparmio raggiungibile al 2030 attraverso la definizione di fattori di applicazione che variano a seconda della destinazione d'uso;
- definizione dello scenario di Piano.

Si riporta in Allegato 4 il dettaglio delle analisi condotte, i cui risultati sono esposti in sintesi nel seguito.
Innanzitutto, sono stati analizzati i 125.000 APE protocollati nella banca dati SIAPEL dal 01/01/2017 al 31/12/2019, suddivisi in base alle destinazioni d'uso individuate dal DPR n. 412/1993 e ss.mm.ii., per epoca di costruzione e tipologia di proprietà. Le analisi sono state principalmente focalizzate sugli edifici "ad uso pubblico"[62] e "di proprietà pubblica"[63], che secondo gli indirizzi comunitari dovrebbero avere un ruolo

[61] $EP_{H,nd}$: Indice di prestazione termica utile per riscaldamento (DM 26/6/2015 "Requisiti Minimi"). Tale indice è calcolato secondo quanto riportato sulla norma UNI/TS 11300-1:2014
[62] "Edificio adibito ad uso pubblico": edificio nel quale si svolge, in tutto o in parte, l'attività istituzionale di enti pubblici (comma l-sexies dell'art. 2 del D. Lgs. n. 192/2005 e ss.mm.ii.)
[63] "Edificio di proprietà pubblica": edificio di proprietà dello Stato, delle regioni o degli enti locali, nonché di altri enti pubblici, anche economici ed occupati dai predetti soggetti (commai l-septies dell'art. 2 del D. Lgs. n. 192/2005 e ss.mm.ii.)

trainante per il raggiungimento degli obiettivi al 2030, ma i risultati ottenuti possono essere estesi all'edilizia non residenziale privata che presenta caratteristiche simili.
L'analisi della prestazione energetica globale rinnovabile e non rinnovabile media[64] degli edifici oggetto di indagine consente di definire le **destinazioni d'uso maggiormente energivore** (in ordine crescente[65]in Figura 5-3).

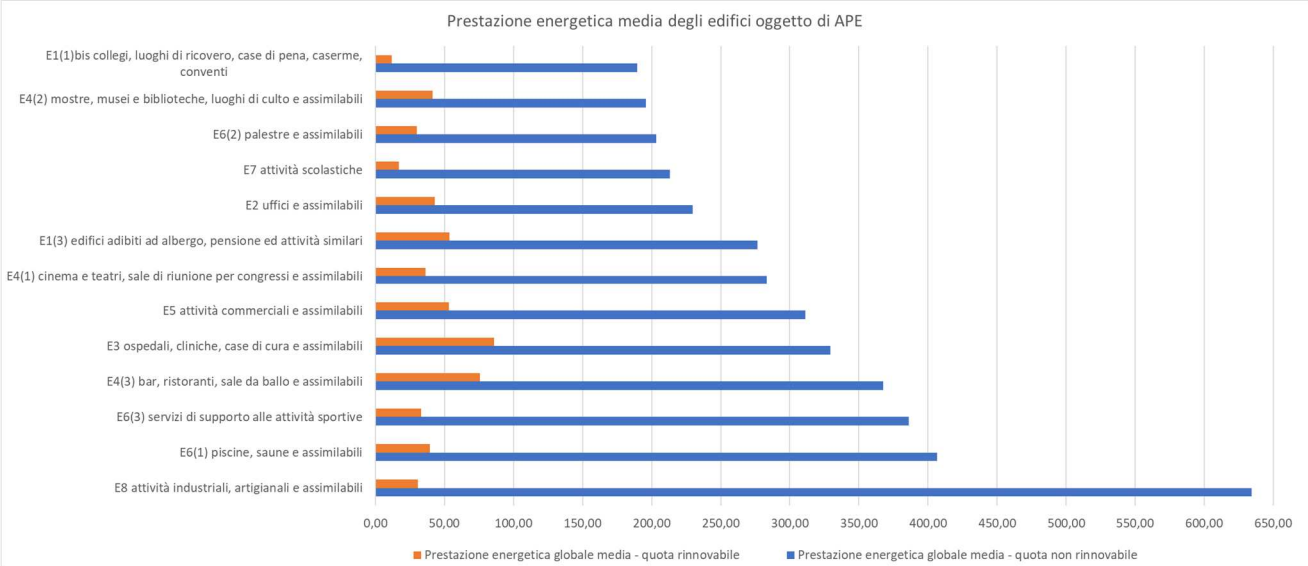


Figura 5-3 - Prestazione energetica globale media rinnovabile e non rinnovabile degli APE degli edifici non residenziali suddivisi per destinazione d'uso. Fonte: elaborazioni IRE SPA su Banca dati SIAPEL.

Come evidenziato nella figura sopra riportata, i valori del fabbisogno di energia globale media rinnovabile e non rinnovabile variano in modo significativo rispetto alle diverse destinazioni d'uso. Questo è legato alle differenti condizioni di utilizzo degli edifici atte a consentire le attività in essi previste. Si precisa che i fabbisogni di energia primaria considerati ai fini delle sopra riportate analisi sono comprensivi di climatizzazione invernale, climatizzazione estiva, produzione di acqua calda sanitaria, ventilazione meccanica, illuminazione, trasporto persone e cose.
La destinazione d'uso maggiormente energivora risulta quella relativa alle attività industriali, mentre la destinazione che maggiormente si avvicina al settore residenziale, risultando la meno energivora, è "Collegi, conventi, case di pena, caserme, conventi (Categoria E1(1) bis). Nell'analisi, le destinazioni d'uso "Piscine, saune e assimilabili (Categoria E.6(1))", "Servizi di supporto alle attività sportive (Categoria E.6(3))", "Palestre e assimilabili (Categoria E.6 (2))" sono state considerate unitamente in quanto assimilabili per la finalità di utilizzo.
Rispetto alla Figura 5-3 sopra riportata, non sono state prese in considerazione categorie quali ad esempio "bar, ristoranti, sale da ballo e assimilabili" che, essendo prevalentemente inserite all'interno di edifici ove sono compresenti destinazioni residenziali ed altre finalità di servizi, rientrano nelle valutazioni di cui al precedente capitolo.
Successivamente, a partire da varie fonti disponibili a livello regionale e nazionale (per i dettagli si veda Allegato 4), è stata effettuata la **stima del numero di edifici liguri per le diverse destinazioni d'uso** considerate, che ha condotto ai risultati riportati in Tabella 5-4.

[64] In coerenza con il DM 26/06/2015 "Requisiti minimi", l'indice di prestazione energetica globale "EPgl" esprime la quantità annua, per unità di superficie utile, di energia primaria effettivamente consumata o che si prevede possa essere necessaria per soddisfare, con un uso standard dell'immobile, i vari bisogni energetici dell'edificio, la climatizzazione invernale (EPH) e estiva (EPC), la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari (EPW), la ventilazione (EPV) e, per il settore non residenziale, l'illuminazione (EPL), gli impianti ascensori e scale mobili (EPT). La prestazione energetica può essere espressa in energia primaria non rinnovabile, rinnovabile, o totale come somma delle precedenti:
EPgl = EPH + EPC + EPW + EPV + EPL + EPT
L'indice di prestazione energetica globale "EPgl" è misurato in kWh/m2anno in relazione alla superficie utile dell'edificio e si esprime, in relazione ai fattori di conversione in energia primaria dei vettori energetici, in energia primaria non rinnovabile (EPgl,nren) e rinnovabile (EPgl,ren).
[65] In ordine crescente della prestazione energetica globale NON rinnovabile.

		Numero stimato di edifici
Scuole		1.319
Impianti sportivi	**Pubblici**	542
	Privati	584
Uffici	**Pubblici**	1.548
	Privati	12.965
Alberghi		3.300
Ospedali		10
Case di cura	**Pubbliche**	36
	Private	279
Commercio – Micro imprese		27.498
Industria - Manufatturiero	**Micro imprese**	6.262
	Piccole imprese	811

Tabella 5-4 - Numero di edifici liguri stimati per destinazione d'uso.

Per le diverse destinazioni d'uso è stato quindi definito lo scenario di Piano (Fase VI), valutando il potenziale risparmio energetico conseguibile a partire dalle prestazioni energetiche attuali per le diverse destinazioni d'uso (Fase III), ipotizzando i seguenti **interventi** (Fase V):

- strutture edilizie: isolamento dell'involucro edilizio trasparente ed opaco. In analogia a quanto svolto per il settore residenziale, i fattori di applicazione definiti per ciascuna destinazione d'uso comprendono sia interventi di solo isolamento dell'involucro o di porzioni dello stesso, sia interventi di isolamento ricompresi nelle ristrutturazioni importanti di primo livello;
- impianti e dispositivi tecnologici: sostituzione di generatori di calore standard con caldaie a condensazione, metanizzazione delle caldaie a gasolio e il revamping di impianti di cogenerazione a gas.

Per gli ulteriori interventi riguardanti l'installazione di FER termiche al servizio dell'edificio si rimanda ai Capitoli 5.3.1, 5.3.2 e 5.3.3.

Ai fini della valutazione del risparmio al 2030, per il settore terziario si sono tenuti in considerazione, tra gli altri, gli esiti dei **bandi di finanziamento della programmazione POR FESR 2007 – 2013 e POR FESR 2014-2020** ed in particolare è stato stimato un valore medio di risparmio ottenibile attraverso interventi sull'involucro. I risultati ottenuti, sulla base della metodologia di calcolo delineata in Allegato 4 hanno consentito di stimare un potenziale risparmio energetico tra il 2016 e il 2030 pari **a circa 23,2 ktep**, calcolato sulla base dei fattori di applicazione riportati nella tabella seguente.

		INTERVENTI SOLO INVOLUCRO			INTERVENTI IMPIANTO (caldaia tradizionale, a gasolio e revamping cogenerazione a gas)			INVOLUCRO E IMPIANTO
		Fattore di applicazione [%]	Numero di edifici	Risparmio [ktep]	Fattore di applicazione [%]	Numero di edifici	Risparmio [ktep]	Risparmio [ktep]
Scuole		8%	106	**1,9**	4%	53	**0,189**	**2,1**
Impianti sportivi	**Pubblici**	20%	36	**0,4**	10%	54	**0,039**	**0,4**
	Privati	10%	36	**0,4**	10%	58	**0,039**	-
Uffici	**Pubblici**	30%	464	**1,6**	15%	232	**0,156**	**1,7**
	Privati	0%	0	**0,0**	0%	0	-	-
Alberghi		20%	660	**1,8**	25%	825	**0,185**	**2,0**
Case di cura	**Pubbliche**	10%	4	**0,0**	3%	1	**0,001**	**0,0**
	Private	10%	28	**0,2**	5%	14	**0,017**	**1,0**
Ospedali				**0,0**			**5**	**5,0**
Commercio - Microimprese		5%	1375	**3,8**	2%	458	**0,253**	**4,1**
Industria - Manufatturiero	**Micro imprese**	10%	626	**5,5**	3%	209	**0,367**	**5,9**
	Piccole imprese	10%	81	**0,8**	3%	27	**0,053**	**0,9**
TOTALE				**16,4**			**6,3**	**23,2**

Tabella 5-5 - Risparmio energetico potenziale per il settore terziario al 2030.

Per il dettaglio di calcolo del risparmio energetico dovuto ai soli interventi sull'involucro, utilizzato ai fini della stima del potenziale delle FER termiche a servizio di edifici, si rimanda all'Allegato 4.
Si precisa che tali dati risultano confrontabili e coerenti con quelli adottati ai Capitoli 5.3.1, 5.3.2 e 5.3.3 per la stima del potenziale risparmio energetico derivante dall'installazione di impianti da fonti rinnovabili termiche.

Azioni

Come per il settore residenziale, la Regione Liguria per favorire il raggiungimento di tale obiettivo intende includere l'efficientamento degli edifici pubblici non residenziali nella prossima programmazione POR – FESR favorendo forme di co-finanziamento a livello regionale e statale.
Al fine di valorizzare e potenziare l'efficacia del Sistema Informativo degli APE Ligure (SIAPEL), sarà realizzato un cruscotto informatico per l'analisi delle informazioni presenti sugli Attestati di Prestazione Energetica, che riguardano i dati di maggior dettaglio relativi all'involucro degli edifici ed agli impianti in essi istallati.
Lo scopo del progetto è la realizzazione di una soluzione tecnologica in grado di rendere disponibile alle pubbliche amministrazioni, alle loro società operative, alle università e i centri di ricerca, alle imprese, ai liberi professionisti, alle associazioni ed ai cittadini, attraverso nuovi sistemi di reportistica (dashboard), la fruizione di alcune informazioni di carattere statistico contenute nel Sistema Informativo degli APE della Regione Liguria (SIAPEL), esigenza emersa dai tavoli di lavoro con il sistema degli enti competenti e degli operatori in attuazione della L.r. 22/2007 e ss.mm.ii.

Le analisi terranno in considerazione diversi parametri quali ad esempio la destinazione d'uso e la zona climatica di appartenenza dell'edificio e consentiranno di produrre una reportistica funzionale alla redazione, all'aggiornamento ed al monitoraggio del Piano Energetico Ambientale (PEAR).
Questa azione è in linea con gli indirizzi comunitari e nazionali che sottolineano l'importanza delle banche dati quali strumenti conoscitivi al servizio non solo della pubblica amministrazione, ma anche delle imprese e degli operatori di settore.

5.1.3 Imprese e cicli produttivi

Come già evidenziato al Capitolo 2 le imprese liguri attive sono poco meno di 130.000[66], suddivise tra i settori dell'industria, delle costruzioni, del commercio all'ingrosso e al dettaglio, del trasporto e magazzinaggio e dei servizi (inclusi servizi di alloggio e ristorazione)[67].
Dal punto di vista del fabbisogno energetico elettrico, i settori industria, commercio, trasporti e servizi hanno un consumo (dati TERNA 2019) pari a 5,35 GWh così suddivisi:

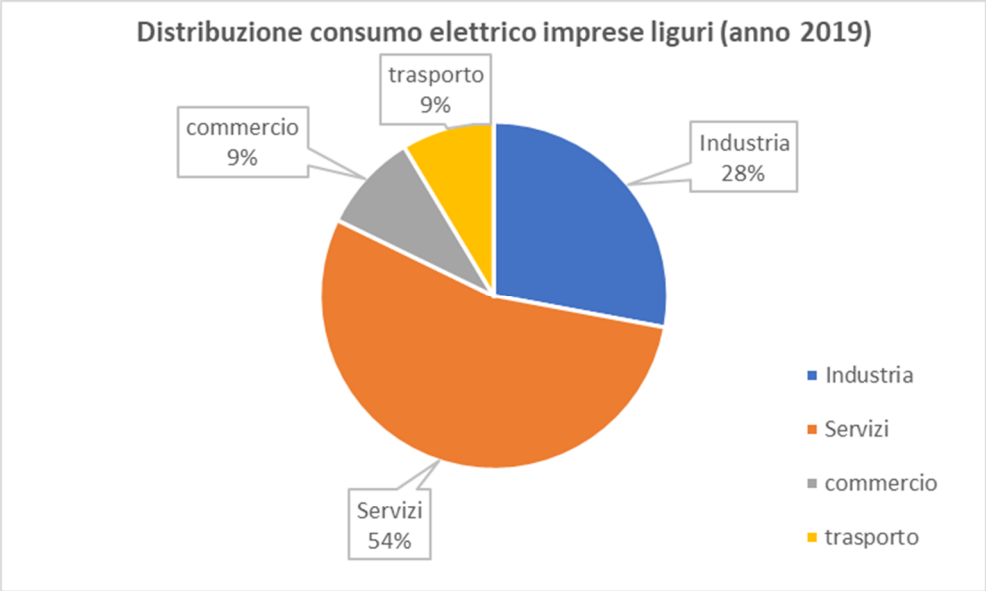


Figura 5-4 - Consumo elettrico imprese liguri. Fonte: Terna dati 2019; elaborazioni IRE SpA.

I servizi concorrono ad oltre il 50% del consumo elettrico totale. Rientrano in questa categoria le imprese del "food and beverage" (bar e ristoranti), le attività turistiche e ricettive (alberghi, stabilimenti balneari) e gli impianti sportivi (piscine, palestre, campi sportivi all'aperto). Per le analisi relative a tali settori di attività di rimanda al Capitolo 2.2.3.

Anche l'industria, con il suo 28% dei consumi elettrici totali, costituisce un importante ambito su cui indirizzare interventi di efficientamento energetico. Il settore manifatturiero incide per circa il 75% del consumo totale dell'industria. Al proprio interno assumono rilevanza le attività della metallurgia, le lavorazioni del coke e dei prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio, le imprese vetrarie, delle ceramiche e della produzione di cemento, calce e gesso, l'industria alimentare, le aziende preposte alla produzione di apparecchiature elettriche ed elettroniche; seguono infine le lavorazioni dei materiali plastici e della gomma, le imprese cartarie e della produzione di prodotti in metallo. Per un'analisi di dettaglio si rimanda alla tabella seguente.

[66] dati ASIA ISTAT 2018, http://dati.istat.it/ sezione imprese
[67] dati ASIA ISTAT 2018 e censimenti permanenti ISTAT 2018, http://dati-censimentipermanenti.istat.it/

Industria			Inc % consumo tot manifatturiero	Inc % consumo tot industria
Manifatturiero				
	Metallurgia		23,09	17,03
	siderurgica		20,27	14,95
	Alimentari		9,02	6,66
	Tessile, abbigliamento, pelli		0,73	0,54
	Legno e mobilio		0,99	0,73
	Cartaria		4,94	3,65
	Stampa		0,32	0,24
	Coke e prodotti derivanti da raffinazione del petrolio		12,43	9,17
	Ceramiche, vetrarie, cemento calce e gesso e altri minerali		11,78	8,69
	Chimica		4,38	3,23
	Farmaceutica		0,56	0,42
	Plastica e gomma		5,49	4,05
	Prodotti in metallo		4,84	3,57
	Macchinari e apparecchiature		1,00	0,74
	apparecchiature elettriche ed elettroniche		7,82	5,77
	Mezzi di trasporto		11,23	8,28
	autoveicoli		1,09	0,81
	altre manifatturiere		1,36	1,00
Costruzioni				4,32
Estrazioni di materiali da cava e miniere				1,18
Acqua, reti fognarie e trattamento rifiuti				13,64
	Raccolta, trattamento e fornitura d'acqua	di cui		10,46
	Gestione reti fognarie	di cui		0,07
	Raccolta e trattamento rifiuti, smaltimento e recupero materiali	di cui		3,11
Energia Elettrica, Gas, vapore, AC				7,10

Tabella 5-6 - Consumo elettrico settore manifatturiero ligure. Fonte: Terna dati 2019; elaborazioni: IRE SpA.

Il 9% dei consumi elettrici regionali è riconducibile al commercio, che include sia attività di vendita all'ingrosso su grande scala che al dettaglio tramite centri commerciali e piccoli negozianti. Terna non fornisce dati disaggregati di consumo, ma si ritiene conservativo assumere che le imprese operanti nel mercato all'ingrosso e la vendita al dettaglio da parte della grande distribuzione abbiano un'incidenza del 60% rispetto al totale. Tali ambiti sono ricompresi nelle analisi di cui al Capitolo 2.2.3.

Esaminando i dati Terna riferiti al contesto nazionale per l'anno 2019, si evince che la ripartizione ligure dei consumi energetici per settore si differenzia da quella nazionale per quanto concerne l'industria (28% rispetto al 50% del fabbisogno elettrico totale), e per i servizi (54% rispetto al 37%) in coerenza con la tipologia di imprese e la favorevole caratterizzazione del territorio per le attività di quest'ultimo settore. Il fabbisogno percentuale del settore commercio è comunque allineato al valore nazionale (9% Liguria, 8% Italia), mentre quello dei trasporti è circa doppio (9% Liguria, 5% Italia).
Storicamente, l'uso efficiente e razionale dell'energia ha sempre avuto una priorità molto bassa per le imprese liguri, che in passato si sono caratterizzate per i limitati investimenti in riqualificazione energetica e di conseguenza per i processi produttivi ad elevata intensità energetica. Tuttavia, negli ultimi anni si è assistito ad una graduale crescita dell'esigenza di efficientamento da parte delle aziende del territorio, soprattutto nei settori dove i consumi sono più rilevanti come l'industria, il commercio e i servizi. Ciò appare confermato dalle imprese che hanno partecipato ai Bandi attuativi della programmazione POR-FESR 2014-2020 della Regione Liguria, sostanzialmente riconducibili ai medesimi comparti (manifatturiero, commercio all'ingrosso e servizi turistico-ricettivi, della ristorazione e sportivi). Nello specifico sono stati finanziati iniziative di efficientamento energetico dei processi tecnologici di numerose imprese operanti nei settori della panificazione e produzione dolciaria, della segagione e lavorazione del marmo, della grande distribuzione organizzata e delle lavorazioni meccaniche del comparto autoveicoli e motocicli. Si rilevano inoltre interventi significativi presso singole realtà che si occupano della lavorazione e trasformazione del vetro piano e delle materie plastiche.

In ultimo si segnala la presenza marcata di imprese turistico ricettive che hanno prevalentemente ottimizzato i propri impianti di climatizzazione dismettendo generatori di calore di tipo tradizionale a favore del ricorso alla pompa di calore e all'installazione di impianti alimentati a fonte rinnovabile (per tali ambiti di intervento si rimanda ai Capitoli 5.1.2 e 5.3).

La necessità di efficientamento delle imprese liguri appare oggi ancora più urgente alla luce dell'attuale crisi energetica, dovuta ad una molteplicità di fattori (incluso il conflitto tra Ucraina e Russia) e caratterizzata da un forte rincaro del costo dell'energia e delle materie prime e dall'insicurezza dell'approvvigionamento. In quest'ottica, l'aumento dei prezzi dell'energia e la necessità di farvi fronte può rappresentare non solo una notevole sfida, ma anche una nuova opportunità di sviluppo per le imprese. Esse hanno l'opportunità di accelerare ulteriormente il processo di transizione energetica già avviato negli ultimi anni, ad esempio modificando le catene di fornitura, migliorando l'efficienza energetica e riducendo i consumi, incrementando l'acquisto di energia verde, investendo in tecnologie efficienti e nella produzione di fonti rinnovabili.
Premesso quanto sopra, assume ancor più rilevanza l'utilizzo della diagnosi energetica, principale strumento tramite cui determinare le criticità dell'impresa sul piano energetico e per individuare interventi di efficientamento sia per i locali ospitanti le attività produttive che per i processi. L'ammodernamento di questi ultimi potrà anche favorire l'incremento del volume produttivo o la diversificazione della produzione elevando, al contempo, il livello di sicurezza per gli addetti ai lavori per lo svolgimento delle rispettive attività.

Sul piano normativo, è opportuno ricordare il D.Lgs. n. 102/2014 che, recependo la direttiva 2012/27/UE "Misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza energetica che concorrono al conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico", ha introdotto l'obbligatorietà della diagnosi energetica:

- per le grandi imprese, intese come unità operative che constano di più di 250 persone, il cui fatturato annuo supera i 50 milioni di euro o il cui totale di bilancio annuo eccede i 43 milioni di euro;
- per imprese a forte consumo di energia che, secondo l'art. 2 del D.M. 5/4/2013, consumano almeno 2,4 GWh di energia (elettrica o di diversa fonte) e il cui rapporto tra costo effettivo dell'energia utilizzata e valore del fatturato non risulti inferiore al 3%.

Per contro, si precisa che il comma 3 bis del D.Lgs. 73/2020 esonera dall'obbligo di diagnosi energetica le grandi imprese con un consumo annuo inferiore a 50 tep valutato su tutti i siti di pertinenza. L'eccezione in considerazione del fatto che esistono imprese che rispondono ai requisiti di "grande impresa" in termini di organico, fatturato e bilancio, ma con consumi estremamente ridotti. In tali casi la realizzazione di interventi di efficienza energetica sulla base della diagnosi energetica potrebbe avere un costo non giustificato dai benefici individuati.

Azioni per l'efficienza energetica di imprese e cicli produttivi

La Regione Liguria intende proseguire azioni volte all'efficienza energetica delle imprese e all'innovazione dei cicli produttivi in un'ottica di maggiore sostenibilità sotto il profilo dei consumi, sia attraverso la prossima programmazione POR-FESR 2021-2027 strettamente inerente il tema energetico che attraverso le relative misure finalizzate al supporto della competitività delle imprese.
Per quanto riguarda in particolare il **settore industria,** responsabile del 28% dei consumi elettrici regionali, e del 13% dei consumi finali di energia (Elaborazione ENEA su dati MiTE, GSE, Terna, SNAM Rete Gas, SGI, Ispra, anno 2019) risulta prioritario promuovere interventi volti all'efficientamento delle imprese appartenenti ai comparti della lavorazione delle ceramiche, del vetro, del cemento e della calce, degli alimentari, della lavorazione della gomma e delle materie plastiche, della fabbricazione di oggetti in metallo, della chimica, della metallurgia e del legno. Ad esse devono essere aggiunte le realtà operanti nel campo della costruzione e riparazione di navi e relativa componentistica, a cui competono, nella provincia di Genova, consumi per circa 25GWh$_e$/anno (dato Confindustria Genova relativo alle imprese aderenti ai consorzi di acquisto).
In relazione al comparto manifatturiero che costituisce circa il 95% settore "industria", i processi sono generalmente caratterizzati da **cascami energetici**, di acqua e sottoprodotti che vengono rilasciati in ambiente malgrado possano essere ancora potenzialmente sfruttabili, previo opportuno condizionamento, all'interno degli stessi processi oppure da parte di aziende esterne poste in aree limitrofe. Si rileva quindi l'importanza di promuovere il recupero e il riutilizzo dei cascami nonché la cooperazione energetica tra imprese, che può produrre effetti positivi quali una maggiore capacità di investimento e minori costi di

produzione. Ciò può trovare, ad esempio, un'importante applicazione all'interno dei distretti industriali che in Liguria sono concentrati sulla lavorazione del vetro e della ceramica (provincia di Savona), dei materiali lapidei (Tigullio) e alla cantieristica meccanica-navale (provincia della Spezia).
Per quanto riguarda il **settore commercio,** che incide per il 9% dei consumi elettrici regionali, è raccomandabile intervenire sugli impianti e macchinari tramite cui si espletano i processi che caratterizzano la grande distribuzione organizzata, le officine meccaniche e le autocarrozzerie.
Le **azioni sui processi produttivi** dovranno essere indirizzate sia verso interventi applicabili trasversalmente su processi diversi (*cross cutting technologies*), sia verso misure specifiche per la tipologia di lavorazione o comparto produttivo (*sectoral technologies*). Diventa quindi prioritario valutare investimenti sull'efficientamento del processo tecnologico, i cui benefici, come già anticipato, dovranno essere intesi sia in termini di consistenza e qualità delle attività produttive, sia in termini di miglioramento dell'efficacia delle strategie di marketing.
Al fine di un utilizzo efficace delle risorse che si renderanno disponibili, occorrerà promuovere **interventi di efficienza energetica** che siano **sostenibili** sotto il profilo tecnologico (ottimizzazione del risparmio energetico per unità di costo sostenuto), economico (iniziativa ammortizzabile entro la vita utile della tecnologia introdotta) ed ambientale. Il soddisfacimento di quest'ultimo requisito comporta anche la valutazione di interessi comuni nell'ambito di distretti industriali per lo sfruttamento dei cascami di energia e materia.

Nel suddetto contesto assumono un ruolo significativo le società di servizi energetici (**ESCo** - Energy Service Company), a cui le imprese possono rivolgersi per l'individuazione dell'azione più adeguata ed efficace, la relativa progettazione e realizzazione.

Previa sottoscrizione da parte dell'impresa di un contratto di gestione e manutenzione dell'impianto oggetto di efficientamento, le ESCo investono capitali propri per la realizzazione, che recupereranno successivamente mediante i risparmi che si generano dall'iniziativa. L'impresa si trova quindi nella possibilità di disporre di una nuova tecnologia, trasferendo i rischi di realizzazione alla ESCo e beneficiando inoltre della corretta gestione e manutenzione degli impianti. Le piccole e medie imprese mostrano infatti un'oggettiva difficoltà ad intraprendere percorsi di efficientamento efficaci, a causa di una serie di barriere di natura economico-finanziaria (accesso a finanziamenti, scarsa cultura finanziaria orientata agli investimenti "green", sostenibilità nel lungo periodo dei rilevanti impegni di spesa connessi).
L'incontro tra le imprese e le ESCo potrebbe essere organizzato con il supporto di sportelli tecnici istituiti sul territorio, soprattutto per le micro e piccole imprese il cui personale, solitamente contenuto, è chiamato a rivestire funzioni eterogenee e spesso non può garantire anche l'attenzione alla realizzazione di interventi di efficientamento energetico.
Proprio la complessità, la singolarità ed innovatività delle iniziative che dovranno essere promosse, suggerisce di sostenere iniziative anche nella Grande Impresa, solitamente più incline alla programmazione di interventi di efficienza energetica, sia perché dotata di adeguate competenze interne per la determinazione dei processi produttivi critici, sia perché l'efficienza energetica ne costituisce spesso un elemento qualificante.
Nella seguente tabella sono ripotate a titolo esemplificativo alcune tipologie di interventi che potrebbero migliorare l'efficienza energetica dei processi produttivi nei settori industriale e terziario.

Settore	Tipologie di interventi
Industria	- Comparto alimentare: sono ipotizzabili iniziative: • per il recupero di calore da fluidi dell'impianto termico (azione molto diffusa, consolidata dal punto di vista tecnologico e agevolmente applicabile, nella maggior parte dei casi con un investimento relativamente contenuto); • per la cogenerazione (in ragione della contemporanea esigenza di energia termica ed elettrica); • per la sostituzione delle caldaie tradizionali asservite al processo con unità più efficienti; • per l'adozione di inverter ai fini della regolazione della potenza elettrica dei motori delle pompe o dei compressori; • per l'implementazione di sistemi di gestione dell'energia; • per la sostituzione di compressori rotativi con nuovi elementi ad alta efficienza; • per l'adozione di gruppi frigoriferi con coefficienti di prestazione superiori; • per la riduzione delle perdite sui circuiti di distribuzione dell'aria compressa. - Comparto lavorazione vetro: sono ipotizzabili interventi per: • l'incremento del riciclo del rottame del vetro; • la modifica del forno fusorio (modifica della geometria del forno e miglioramento del suo isolamento termico); • il recupero di calore dai fumi, da riutilizzare per preriscaldare l'aria di combustione e/o la miscela vetraria; • l'introduzione di tecniche di controllo della combustione; • favorire il ricorso al vuoto in sinergia con l'aria compressa al fine di velocizzare il processo di formatura contenendo i consumi elettrici degli impianti di compressione. - Comparto cemento, calce e gesso: caratterizzato da processi produttivi che richiedono significativi consumi di energia elettrica e termici, gli interventi di efficientamento si concentrano prevalentemente sul forno di cottura; seguono interventi strutturali volti al recupero del calore dall'aria di raffreddamento, l'inverterizzazione dei motori elettrici dei ventilatori e l'implementazione di sistemi di controllo e gestione della produzione. Queste ultime misure sono applicabili in tutte le fasi produttive (preparazione della miscela, mulino crudo, cottura, mulino cotto, raffreddamento). - Comparto ceramica: si possono prevedere interventi per il recupero di calore dall'aria di raffreddamento del forno e adozione di forni a rulli più efficienti; interventi sui singoli processi, ad es. per contenere i consumi elettrici e termici sulla linea di preparazione impasto installando inverter sui motori degli agitatori ed impiegando setacci più efficienti; interventi relativi ai servizi generali, operando sugli impianti di produzione (compressori efficienti) e distribuzione dell'aria compressa (strategie di gestione ed ottimizzazione). - Comparto chimica: caratterizzato da molteplici processi di produzione, sono ipotizzabili interventi di efficienza energetica per il recupero di calore da fluidi dell'impianto termico, da scarico dei fumi o da fluidi della linea di produzione; per l'utilizzo di motori elettrici o di inverter; per l'implementazione di sistemi di gestione e controllo della produzione e nel recupero di calore /sottoprodotti per generare vapore ed energia elettrica
Commercio	- Officine meccaniche: interventi per contenere le dispersioni termiche dei capannoni, sostituendo i generatori termici preesistenti con nuove unità a metano, accoppiate a terminali di impianto più efficienti (prevalentemente aerotermi); implementazione della tecnologia LED negli impianti di illuminazione. - Autocarrozzerie: la precedente programmazione POR-FESR 2014-20 ha consentito una diffusa sostituzione dei forni di essiccazione con impianti dotati di tecnologia infrarossa a cui è conseguita una sensibile riduzione dei consumi di combustibile fossile, la velocizzazione dei processi di essicazione delle vernici ed una migliore organizzazione degli spazi per altre attività di finitura e lucidatura. Oggi è opportuno valutare interventi di efficientamento energetico degli impianti di aspirazione dell'aria e produzione dell'aria compressa, prevedendo inverter ad es. su compressori e motori elettrici; nonché interventi sugli impianti di illuminazione (tecnologia LED).

Tabella 5-7 – Esempi di interventi per l'efficienza energetica dei processi produttivi nei settori industriale e terziario.

Alla luce delle analisi condotte, è possibile effettuare una stima del risparmio energetico conseguibile dalle imprese liguri attuando **interventi di efficientamento sui rispettivi processi produttivi e sugli impianti di illuminazione**. Sono escluse dalle presenti valutazioni le quantificazioni dei benefici scaturenti dalla riqualificazione degli impianti di climatizzazione, dalla ristrutturazione degli involucri e dalla realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili che, per il settore industria e commercio, sono stati esaminati nei Capitoli 5.1.2 e 5.3.

Quanto segue è basato sull'esame di:

- struttura delle imprese liguri, prevalentemente organizzate nelle forme associative micro e piccola;
- andamento dei consumi energetici nella fase post pandemia da COVID-19;
- trend dei volumi produttivi per effetto dell'allungamento dei tempi di approvvigionamento, degli aumenti del costo dei vettori energetici per effetto del conflitto Russo – Ucraino e dell'incertezza correlata all'individuazione di nuovi mercati di fornitura con analoghe caratteristiche di disponibilità, affidabilità e qualità della materia prima.

Per quanto attiene l'aspetto pandemico, la riduzione dei volumi produttivi sembrerebbe essere stata riassorbita; il PIL relativo ai primi nove mesi del 2021 si discosta del 2% in difetto rispetto a quello dello stesso periodo nel 2019. Anche i consumi energetici risultano in crescita; nel terzo trimestre 2021 essi sono comparabili con quelli dello stesso trimestre 2019 a meno del 3%[68].
Per contro, la crisi generatasi tra Russia e Ucraina ed i conseguenti rincari di petrolio e gas naturale hanno incrementato i costi di produzione per le imprese.
Un'analisi svolta dal Centro Studi Confindustria ha individuato nella metallurgia il settore maggiormente colpito, seguito dalle imprese operanti nella produzione di minerali non metalliferi (prodotti refrattari, cemento, calcestruzzo, gesso, vetro e ceramiche), nella lavorazione del legno, della gomma plastica e della produzione di carta.
Le imprese hanno fino ad oggi in gran parte assorbito nei propri margini l'aumento dei costi energetici, evitando di caricarli sulle successive fasi di produzione. Tale andamento di prezzi e margini ha salvaguardato la competitività delle imprese italiane rispetto a quelle di altri Paesi, ma non sarà possibile proseguire analogamente nel medio e lungo termine. Ciò premesso, si constata una riduzione della produzione da parte delle imprese, aggravata dalla compressione del potere di acquisto delle famiglie.
Quanto esposto induce le imprese a rivedere cautamente le proprie decisioni in termini di investimenti, almeno nel breve periodo[69].
Lo Scenario di Piano è quindi costruito a partire dall'analisi dei risultati del precedente ciclo di programmazione POR FESR 2014-20 (misura 4.2.1), ipotizzando che gli interventi di efficientamento energetico siano effettuati con **incidenza percentuale diversa in funzione della tipologia e della dimensione dell'impresa** ed applicando un fattore correttivo legato all'incertezza di determinazione dei tempi necessari per risolvere l'attuale crisi geopolitica, a cui dovrebbe seguire una discesa dei costi di fornitura energetici ed un successivo assestamento.
Per quanto riguarda le caratteristiche dimensionali, si evidenzia che l'incidenza percentuale considerata è maggiore per la media impresa, che, in ragione della propria consistenza, potrà comunque garantire maggiori disponibilità finanziarie per gli investimenti. Valori ancora più significativi sono stati infine impiegati per le grandi imprese, anche in considerazione dell'obbligatorietà biennale di presentazione/aggiornamento delle diagnosi energetiche.

Occorre evidenziare come, a fronte dell'importanza delle diagnosi energetiche, ai fini della caratterizzazione energetica dell'impresa e dell'individuazione degli interventi di efficientamento, i relativi costi di redazione trovino sostenibilità nei risparmi conseguenti agli interventi che, in tutto o in parte, saranno di volta in volta realizzati. Il beneficio stimato per queste ultime è stato infine riparametrato in funzione delle previsioni contenute nel rapporto di sintesi delle risultanze delle diagnosi presentate a dicembre 2020 ai sensi dell'Art. 8 comma 1 e 3 del D.Lgs. 102/2014 (fonte ENEA).

[68] Agenzia Regionale Efficienza Energetica, ENEA: RAPPORTO ANNUALE EFFICIENZA ENERGETICA, Analisi e risultati delle Policy di efficienza energetica nel nostro Paese, Dicembre 2021.
[69] https://confindustria.it/home/centro-studi/temi-di-ricerca/congiuntura-e-previsioni/

I risultati ottenuti dalle suddette analisi consentono di stimare i seguenti **risparmi energetici legati ad interventi di efficientamento dei cicli produttivi e degli impianti di illuminazione**, che potranno essere supportati dalla Regione Liguria attraverso i fondi della prossima programmazione **PR FESR 2021-27**:

- Per il settore **industria**[70] 3,02ktep.
- Per il settore **commercio** 3,12ktep.

(I settori commercio ed industria hanno obiettivi di risparmio energetico comparabili, ma la valenza è diversa, stante la numerosità delle imprese ricadenti nel primo ambito rispetto al secondo.)

- Per il settore **costruzioni** 0,1ktep.

Per quanto attiene al settore "Servizi", il tipo di attività svolte necessita di immobili con caratteristiche assimilabili al comparto terziario e ad uso non residenziale. È pertanto verosimile che gli interventi di efficientamento energetico insistano sulle componenti involucro ed impianti, trattati dettagliatamente nei Capitoli 5.1.2 e 5.3.

5.2 Le fonti rinnovabili elettriche

La situazione italiana

Il PNIEC, che pure sarà oggetto di un significativo adeguamento alla luce delle rinnovate politiche europee sull'energia, pianifica già una profonda trasformazione delle modalità di produzione di energia elettrica: da un lato il Piano prevede il progressivo abbandono (phase out) dell'utilizzo del carbone nella generazione elettrica, dall'altro auspica un sempre maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili. Frazioni maggioritarie per quanto riguarda la potenza installata saranno relative a solare ed eolico, anche grazie alla significativa riduzione dei costi parte capitale di tali tecnologie.

Come risulta da Figura 5-5, l'obiettivo al 2030 è quello di innalzare al 55% la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili, per un totale di 187 TWh annui, a fronte del 34,1% del 2017. Tale scenario futuro potrà essere raggiunto da un lato per mezzo di nuove installazioni, dall'altro garantendo opportuni interventi di repowering e revamping, specie per ciò che riguarda la produzione da fonte eolica e, in minor misura, idrica. Nell'ottica di minimizzare il consumo di territorio, il PNIEC sottolinea come la capacità incrementale di fotovoltaico per il 2030 dovrà essere raggiunta prioritariamente per mezzo di installazioni su superfici edificate, tettoie, parcheggi, aree di servizio etc.; coerentemente, gli impianti a terra di maggiori dimensioni, occorrenti per il raggiungimento dei menzionati obiettivi al 2030, dovranno essere realizzati scegliendo zone improduttive e, in particolare, non destinabili ad uso agricolo.

Come mostrato in Tabella 5-8 per la potenza installata e in Tabella 5-9 per la produzione di energia elettrica annua, il PNIEC prevede per il 2030 una sensibile crescita dell'energia fotovoltaica ed eolica. In particolare, dalla Tabella 5-8 si evince un atteso aumento della potenza installata (2030 vs 2017) pari a 31GW per il fotovoltaico e 9,5GW per l'eolico.

Per quanto riguarda la generazione di energia, è atteso un aumento della produzione di energia elettrica da 24,4 TWh (dati 2017) a 731TWh (2030) per la fonte solare e da 17,2TWh (anno 2017) a 41,5 TWh (anno 2030) per la fonte eolica. Secondo gli scenari PNIEC, sullo stesso orizzonte temporale appare molto limitata la crescita della produzione geotermica ed idroelettrica, mentre la produzione da bioenergie subirà addirittura una leggera flessione a seguito della cessazione di misure incentivanti. Complessivamente, l'energia elettrica da fonte rinnovabile, assestata intorno al 34% nel 2017, è indicata per il 2030 pari al 55% del totale.

[70] Il settore Industria comprende le imprese presso cui sono espletate attività manifatturiere, l'estrazione di minerali da cave e miniere, la fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata, la fornitura di acqua reti fognarie e attività di gestione dei rifiuti e risanamento.

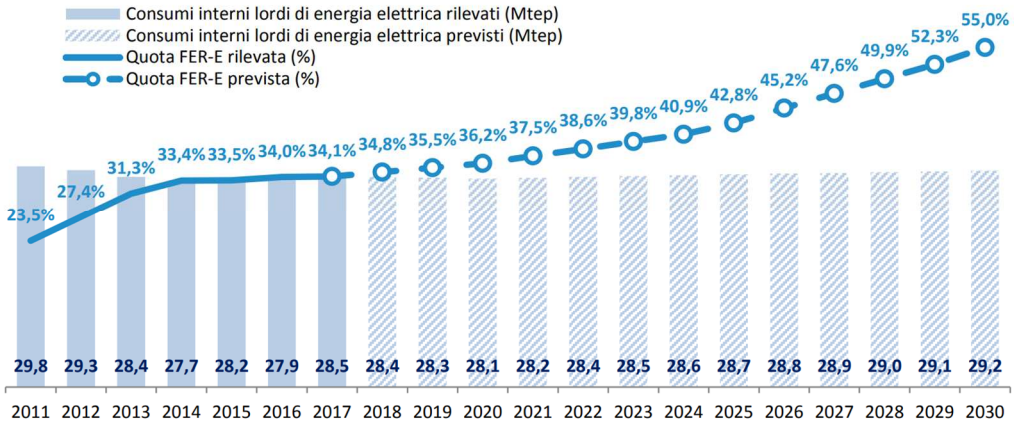


Figura 5-5 – Traiettoria della quota FER nel settore elettrico. Fonte: PNIEC.

	2016	2017	2025	2030
Idrica	18,6	18,9	19,1	19,2
Geotermica	0,8	0,8	0,9	1,0
Eolica	9,4	9,8	16,0	19,3
Bioenergie	4,1	4,1	3,6	3,8
Solare	19,3	19,7	28,6	52,0
TOTALE	**52,3**	**53,3**	**68,1**	**95,2**

Tabella 5-8 - Obiettivi FER nel settore elettrico, Italia – Potenza installata [GW]. Fonte: PNIEC, elaborazione UNIGE – DIME.

	2016	2017	2025	2030
Numeratore: produzione rinnovabile	110,5	113,1	142,9	186,8
Idrica	46,2	46,0	49,0	49,3
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Eolica	16,5	17,2	31,0	41,5
Bioenergie	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	40,1	73,1
Denominatore	325,0	331,8	334	339,5
Quota FER-E	34,0%	34,1%	42,6%	55,0%
Quota FER-E Idrica (%)	14,2%	13,9%	14,7%	14,5%
Quota FER-E Eolica (%)	5,1%	5,2%	9,3%	12,2%
Quota FER-E Geotermica (%)	1,9%	1,9%	2,1%	2,1%
Quota FER-E Bioenergie (%)	6,0%	5,8%	4,8%	4,6%
Quota FER-E Solare (%)	6,8%	7,4%	12,0%	21,5%

Tabella 5-9 - Obiettivi FER nel settore elettrico, Italia – Produzione di energia [TWh]. Fonte: PNIEC, elaborazione UNIGE – DIME.

Risulta di interesse considerare non solo l'aumento auspicato di energia prodotta e potenza installata, ma anche, combinando entrambe le grandezze, il cosiddetto "energy to power ratio" (EPR), ovvero le ore equivalenti di funzionamento su base annua.
Confrontando i dati misurati del 2017 con quelli previsti per il 2030, risulta che la produzione di energia da fonti eolica e solare sperimenterà un aumento delle ore di funzionamento rispettivamente del 22% e del 13% (Tabella 5-10 e Figura 5-6). Si tratta di miglioramenti attesi, associabili ad una crescente maturità tecnologica e all'utilizzo sempre più consapevole delle risorse solare ed eolica.
In base al PNIEC la FER idrica, a parte l'effetto dovuto a limitati interventi di ammodernamento, non sperimenterà un netto aumento delle ore di funzionamento equivalenti, così come le fonti geotermica e delle bioenergie, destinate al contrario a un certo rallentamento.

	2016	2017	2025	2030
Idrica	2.478	2.439	2.560	2.568
Eolica	1.753	1.761	1.944	2.150
Geotermica	7.730	7.626	7.500	7.474
Bioenergie	4.704	4.667	4.482	4.176
Solare	1.147	1.240	1.405	1.406

Tabella 5-10 - Obiettivi FER nel settore elettrico – Energy to power ratio [kWh/kW]- Fonte: PNIEC, elaborazione UNIGE – DIME.

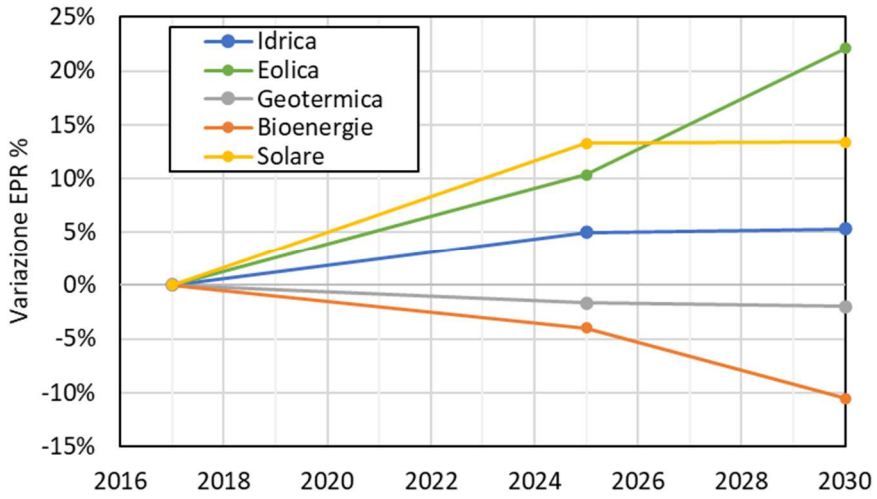


Figura 5-6 - Obiettivi FER nel settore elettrico, Italia – Energy to power ratio [kWh/kW/yr]. Fonte: PNIEC, elaborazione UNIGE – DIME.

La situazione ligure
Se il PNIEC è il documento di riferimento nazionale, la ripartizione della nuova potenza da installare su base regionale dovrà necessariamente dipendere dalle caratteristiche geografiche e fisiche di ciascuna area del territorio nazionale, specialmente a causa della distribuzione tutt'altro che uniforme delle risorse idrica, eolica e solare nelle varie zone della Penisola.
In modo particolare, per la Liguria si segnala che il potenziale (per nuove installazioni) relativamente alla FER idrica non potrà essere particolarmente significativo a causa dei numerosi impianti già presenti sui corsi d'acqua "idonei", del carattere torrentizio dei corsi d'acqua non ancora utilizzati e della riduzione delle precipitazioni legata al cambiamento climatico.

Per quanto riguarda la fonte eolica, le recenti analisi svolte da parte di Università di Genova (UNIGE) per la stesura del presente PEAR indicano un potenziale interessante per l'incremento delle installazioni in Liguria, anche al netto degli attuali vincoli sul territorio di natura paesaggistica e ambientale.
Estremamente elevato, sempre dalle analisi UNIGE, è il potenziale in Liguria per quanto riguarda l'energia solare e quella fotovoltaica in particolare. Il soleggiamento in Liguria (parte costiera, su superficie inclinata ed esposta a sud) è importante (1.500kWh/m^2/anno) e le superfici a disposizione considerando soltanto le
L'analisi della situazione energetica regionale (Capitolo 3) evidenzia come la regione abbia visto nel tempo una contrazione della produzione termoelettrica: le FER possono contribuire significativamente a mitigare o invertire tale tendenza per il settore elettrico.
Confrontando i dati nazionali relativi alle ore equivalenti di funzionamento (Tabella 5-10) con quelli regionali (Figura 5-7), si può osservare come per le fonti idrica ed eolica siano mediamente superiori su base regionale rispetto alla media nazionale mentre i valori relativi agli impianti fotovoltaici risultano in linea o di poco inferiori. La produzione idroelettrica (in termini di EPR) risulta molto variabile su base annua in Liguria, condizione associabile all'ammontare e alla distribuzione temporale delle precipitazioni piovose in Liguria negli anni considerati.

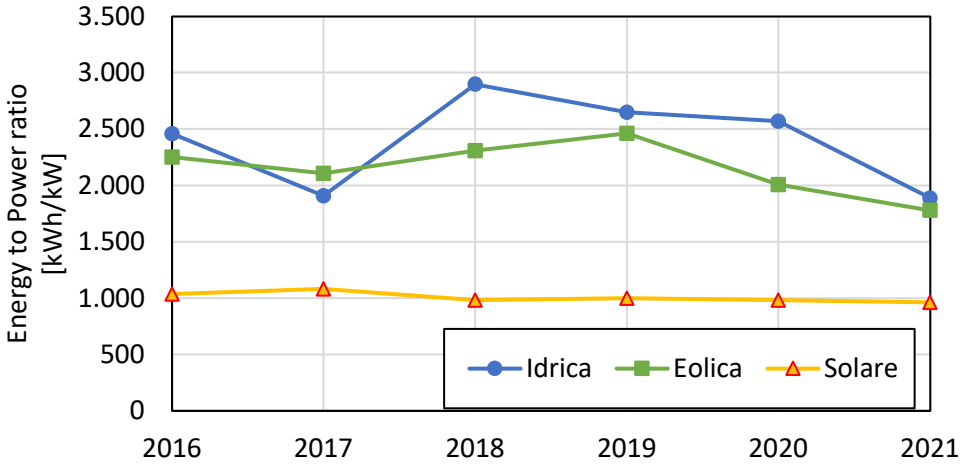


Figura 5-7 – Energy to power ratio [kWh/kW/yr] per le diverse fonti rinnovabili in Liguria (elaborazione UNIGE-DIME su dati Terna).

Si riportano nel seguito, a partire dalle analisi condotte da UNIGE, le considerazioni specifiche in merito al potenziale delle varie fonti energetiche rinnovabili elettriche, con indicazione degli obiettivi regionali al 2030 e delle possibili azioni per favorirne il conseguimento.

5.2.1 Eolico

Il vento è una fonte energetica rinnovabile di primaria importanza per l'uomo sin dall'antichità. La presenza di aree di interesse per la produzione eolica diffuse in tutto il territorio regionale, grazie al continuo alternarsi stagionale di venti come il maestrale, la tramontana, lo scirocco e il libeccio[71], combinata ad una tecnologia in costante evoluzione volta ad elevare i valori di rendimento delle turbine ed a sempre minori costi di produzione[72], porta la tecnologia eolica ad essere fra FER le più interessanti per il territorio ligure. Favorito da un percorso autorizzatorio speditivo e ben costrutto da parte delle istituzioni, a partire dalla definizione di linee guida omogenee ed esaustive, per l'eolico si potrebbe prospettare un periodo di significativa crescita.
Dal punto di vista della tecnologia, i moderni aerogeneratori sono prevalentemente macchine ad asse orizzontale, le cui parti in rotazione (albero della turbina, moltiplicatore di giri, freni, alternatore/generatore asincrono) sono collocati in una navicella (nacelle) posta alla sommità della torre di sostegno. La potenza

[71] I database nazionali di riferimento sono l'Atlante eolico nazionale curato da RSE (http://atlanteeolico.rse-web.it) e l'Atlante degli impianti installati curato da GSE (https://atla.gse.it/atlaimpianti). Da esso si desume che, a 100 metri dal suolo, velocità medie annuali del vento tra i 6 e gli 8 m/s si raggiungono prevalentemente nelle regioni del Sud Italia e sulle isole, mentre velocità maggiori (8-10 m/s) si raggiungono off-shore.
[72] Sia in termini di economia di scala in ragione della crescita dimensionale unitaria, sia a confronto con altre FER, tra cui il fotovoltaico, a pari sito.

dell'aerogeneratore è proporzionale all'aria spazzata dalle pale (quindi proporzionale alla seconda potenza del diametro di rotore), alla velocità del vento (elevata al cubo) e alla densità dell'aria. Inoltre, la potenza dell'aerogeneratore è influenzata anche dal coefficiente di potenza della macchina, che rappresenta il rendimento di conversione della stessa (da energia cinetica del vento a energia meccanica/elettrica all'albero della turbina/generatore elettrico).
Sebbene non programmabile, l'eolico non sconta la curva di produzione legata al ritmo giorno/notte e, al contrario del fotovoltaico, necessita di spazi notevolmente minori sia a terra, che sui tetti, per una produzione energetica tipicamente molto più consistente. La produzione più continua nel tempo rende l'eolico, inoltre, più facilmente integrabile nelle reti elettriche, anche se problemi sulla frequenza della rete siano talvolta associabili proprio alla difficoltà di prevedere con certezza le variazioni della velocità del vento durante le ore del giorno.
La tecnologia presenta, tuttavia, alcuni svantaggi, compreso il fatto che il vento (a differenza del soleggiamento) è distribuito in maniera fortemente difforme da luogo a luogo nei territori non pianeggianti. Tra gli altri svantaggi vanno, infatti, evidenziati gli impatti visivi, sul paesaggio[73], sul rumore[74] - seppure limitato - e l'intralcio ai voli migratori, anche se scientificamente dimostrato per molte specie trascurabile e, comunque, sempre doverosamente mappato in fase progettuale; occorre inoltre tenere in considerazione il tema della naturale modificazione delle rotte migratorie riscontrata in territori dove l'eolico risulta fortemente installato.
In taluni casi, occorre considerare anche che i parchi eolici "costituiscono una categoria atipica di ostacoli alla navigazione (aerea, ndr), in quanto costituiti da manufatti di dimensioni ragguardevoli specie in altezza, con elementi mobili e distribuiti su aree di territorio estese (differenziandosi così dalla tipologia degli ostacoli puntuali) che, ove ricadenti in prossimità di aeroporti, possono costituire elementi di disturbo per i piloti che sorvolano l'area"[75].
Un focus ad hoc merita la tecnologia eolica *off-shore* [76]: è questo segmento ad aver sviluppato pale di sempre maggiori dimensioni, per ammortizzare i costi di produzione attraverso la possibilità di intercettare più fonte, in assenza di vincoli più significativi a terra. D'altro canto, il microclima marino, per la sua salinità, unito alle necessarie infrastrutture di fondazione, rendono significativo il costo dell'investimento e problematiche ad oggi non risolte riguardano la profondità dei fondali accessibili con istallazioni eoliche offshore.
Il mercato industriale, inizialmente concentrato in Europa, si sta globalizzando, con ragionevoli ricadute sui costi di produzione. La tecnologia, l'impiego di materiali più performanti, il telecontrollo sempre più raffinato concorrono alla graduale riduzione di OPEX[77] e CAPEX [78]del segmento[79]. Se nel 2019 l'off-shore rappresentava il 10% delle nuove installazioni globali di impianti eolici, è stato stimato che con una crescita media annuale, nel decennio 2020-2030, tra i 20 e i 30 GW, l'off-shore potrà rappresentare già entro il 2025 oltre il 20% degli impianti eolici di tutto il mondo[80], con la stima di 900.000 posti di lavoro creati nel medesimo quinquennio 2020-2025.
La Commissione Europea ha fissato ambiziosi obiettivi di capacità di energia eolica *off-shore* nell'UE-27: dai 12 GW di potenza base 2021 ad almeno 60 GW nel 2030 e fino a 300 GW nel 2050 (pari all'obiettivo di copertura del 30% della futura domanda di energia elettrica da eolico off-shore)[81]
Si evidenzia però un punto di debolezza specifico per l'eolico off-shore, che riguarda la profondità dei fondali cui ancorare la struttura galleggiante. Al 2021 le installazioni *offshore* hanno riguardato fondali profondi in

[73] Cfr. Anna DI BENE – Lionella SCAZZOSI, Gli impianti eolici: suggerimenti per la progettazione e la valutazione paesaggistica, Roma 2016.
[74] In ordine all'impatto acustico si vedano: la norma CEI EN 61400-11 Wind turbine generator systems - Part 11: Acoustic noise measurement techniques; le Linee Guida per la valutazione e il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici, deliberati dal Consiglio Federale del SNPA nella seduta del 20 ottobre 2012 (documento n. 28/12); il D.M. 1° giugno 2022 emanato dal MiTE recante: "Determinazione dei criteri per la misurazione del rumore emesso dagli impianti eolici e per il contenimento del relativo inquinamento acustico" (che non si applica, ex art. 1 c. 2, ai "micro-eolici" per i quali le istruzioni restano quelle generali del D.M. 16 marzo 1998, allegato B).
[75] ENAC, prot. 0013259/DIRGEN/DG del 25 febbraio 2010 recante "Ostacoli atipici e pericoli per la navigazione aerea. Valutazione dei progetti e richiesta nulla osta per i parchi eolici. D.Lgs. 387/03". Per completezza, le condizioni indicate nella nota emarginata, che integrano le disposizioni del c.d. "Regolamento Aeroporti", discendono dal principio generale per cui le superfici di limitazione ostacoli sono di natura permanente. Costituiscono condizioni di incompatibilità assoluta l'ubicazione nelle aree all'interno della Zona di Traffico dell'Aeroporto e nelle aree sottostanti le Superfici di Salita al Decollo e di Avvicinamento; i parchi sono potenzialmente ammessi nelle aree ricadenti diverse dalle precedenti all'interno dell'impronta della Superficie Orizzontale Esterna purché di altezza inferiore al limite della medesima superficie.
[76] Per un inquadramento, si veda R. GASCH – J. TWELE, *Wind Power Plants: Foundamentals, Design, Construction and Operation*, Berlin-Heidelberg 2012, pp. 520-539.
[77] OPerational EXpenditure (Spesa operativa), pari ai costi operativi e di gestione
[78] CAPital EXpenditure (Spese per capitale) è il costo per sviluppare o fornire asset durevoli per il prodotto o il sistema.
[79] Cfr. F. GREGORI, *Industria e innovazione: il settore dell'eolico offshore*, dissertazione, Università LUISS, a.a. 2020/2021, pp. 34-40.
[80] Cfr. GWEC, Global Offshore Wind Report 2020, online.
[81] Progetto di relazione "Sull'impatto provocato sul settore della pesca dagli impianti eolici offshore e da altri sistemi energetici rinnovabili" (2019/2158(INI));
L. ERBISTI, Impianti eolici: analisi della tecnologia impiegata e fasi di sviluppo di un progetto, dissertazione, Università degli Studi di Padova, a.a. 2015/2016.
J. ANDERSEN, *Stålfundamenter gør havmøller billigere*, in "Ingeniøren", 14 gennaio 1997. *Decommissioned wind turbine blades becomes noise barriers*, in "Wind Denmark International", 13 settembre 2019.

media 23 metri, con un valore di maggiore probabilità (moda) pari a 25 metri e una profondità massima di 60 metri. È lecito, pertanto, attendersi ad oggi che i fondali più interessanti siano quelli con profondità fino a 80 metri, essendo l'esplorazione e l'insediamento in profondità maggiori più onerosi sia dal punto di vista tecnico che economico; a tal proposito si evidenzia la tecnologia emergente dell'eolico flottante, trattata più avanti.

La tecnologia eolica presenta un **quadro normativo regionale** articolato che si ritiene utile sintetizzare in quanto funzionale all'inquadramento delle considerazioni sul potenziale sviluppo della fonte.

Con deliberazione della Giunta Regionale n. 966 del 5 settembre 2002 erano stati individuati i criteri di tutela delle aree sensibili dal punto di vista paesistico e bionaturalistico ai fini della collocazione di impianti eolici di tipo industriale, nonché i requisiti progettuali minimi e i contenuti documentali minimi necessari a svolgere le procedure di VIA prescritte dalla (allora vigente) L.r. 38/98. Successivamente, con deliberazione della Giunta Regionale n. 551 del 23 maggio 2008, la DGR 966/2002 era stata modificata, estendendo la definizione di impianto eolico industriale ad ogni impianto superiore ai 20 kW ovvero inferiore qualora non riconducibile all'autoproduzione come definita dal D.Lgs. 79/99 (i.e. quota parte del c.d. mini-eolico e taglie superiori).

Il PEAR 2003 aveva individuato per la FER eolica un obiettivo al 2010 pari a 8 MW. Successivamente, con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 3 del 3 febbraio 2009, è stato approvato un aggiornamento degli obiettivi del PEAR per la componente eolica. In quella sede l'obiettivo era stato significativamente aumentato, fino alla forbice 90-120 MW[82]. La citata DCR sosteneva che "l'ulteriore contributo in tal senso potrà venire dalla promozione dello sfruttamento distribuito del vento tramite micro-generatori, nonché di impianti in ambito urbanizzato e/o industriale (dighe foranee, ambiti portuali, aree di riconversione, aree industriali). La DCR 3/2009, tuttora in vigore, inoltre prevede che:

- la collocazione di impianti micro- e mini-eolici ad asse verticale fino a 5 kW sia consentita anche nelle aree non idonee come mappate dalla DGR 966/2002 come modificata con DGR 551/2008;
- gli impianti con altezza complessiva < 1,5 m e Ø < 1 m siano installati con semplice comunicazione di inizio attività;
- gli impianti fino a 60 kW siano assoggettati a DIA.

Il DM 10 settembre 2010, recante "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" ha però repentinamente modificato il quadro autorizzatorio. La DCR 3/2009 prevede altresì che la mappatura delle aree non idonee di cui alla DGR 966/2002 debba dinamicizzarsi e definisce la "rotta migratoria, nonché i punti di passo rilevanti (…) intesi in termini di tutela come un corridoio di ampiezza da valutarsi caso per caso sulla base dei dati disponibili ovvero allo scopo specificamente acquisiti".

Ancora, di rilievo per quanto attiene la disciplina permasta nel tempo, la DCR 3/2009 sancisce: "La Regione individua nell'ulteriore elemento dell'intervisibilità degli impianti, da valutarsi caso per caso in termini di intrusione visiva ed impatto cumulativo, un criterio di buona progettazione e selezione dei siti".

Ad inizio 2012 erano operativi in Liguria impianti per complessivi 24 MW, con la previsione di attivazione entro il medesimo anno di nuovi impianti per un totale cumulato di 36 MW. Ancora, nel 2012 Regione Liguria, per il tramite di ARE SpA (oggi IRE SpA) effettuò una analisi anemometrica, a partire dall'atlante eolico del CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano), poi confluito in quello di RSE; valutando le aree caratterizzate da producibilità pari a 1.500/2.000 ore equivalenti (o in termini analoghi, Energy to Power ratio EPR=1500-2000kWh/kW) ed escludendo come categoricamente inidonee le aree ZPS di cui all'art. 1 c. 5 della L. 157/92 attuativa della "Direttiva Uccelli", il potenziale eolico sotto il mero profilo del dato anemologico era stato quantificato in 1,62 GW. Tuttavia, considerando le limitazioni ambientali e vincolistiche note a marzo 2012, quel potenziale teorico era stato ribassato ad una forchetta tra 67 e 133 MW, congruenti con gli obiettivi della DCR 3/2009 richiamata (= 22/45 ktep), ma insufficienti, già in allora, anche laddove raggiunti, a compensare le altre componenti FER non performanti, verso l'obiettivo del *Burden Sharing* 2020 (in effetti ampiamente mancato, si veda Cap 3.3). La relazione di Giunta n. 18 del 9 marzo 2012 reca tra l'altro: "Diventa quindi opportuno valutare la possibilità di realizzare impianti anche su aree attualmente ritenute non idonee", nel rispetto della disciplina europea e nazionale. Si precisa comunque che lo studio ARE di cui sopra avesse già posto in evidenza la possibilità di elevare il potenziale eolico ad un valore di potenza pari ad almeno

[82] Uno studio CESI del 2004 individua per la Liguria un'area di 70 kmq la cui producibilità specifica si attesta tra 1750 e 2000 MWh/MW (pari a 1,75-2 kilo-ore equivalenti) e di 38 kmq con producibilità superiori: cfr. A. BARTOLAZZI, *Le energie rinnovabili*, Milano 2006, p. 33.

225 MW, considerando l'opportunità di sfruttamento di aree ritenute in allora non idonee, ma al di fuori di siti vincolati paesaggisticamente e/o ambientalmente. Un ulteriore incremento di potenzialità sarebbe derivato dall'eventuale utilizzo di siti perimetrali esterni o nell'immediato interno dei SIC fino al raggiungimento di una potenza complessiva di 375 MW.
Al di là degli impegni di cui alla citata relazione di Giunta, emergeva chiaramente la necessità di una recessività della disciplina regionale paesistico-ambientale rispetto alla pianificazione economico-industriale della produzione energetica. Va rilevato infatti che, pochi mesi a seguire, fu approvata la Deliberazione della Giunta Regionale n. 1122 del 21 settembre 2012, con cui furono introdotte le linee guida per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, in recepimento delle Linee Guida Nazionali di cui al DM 10 settembre 2010, e aventi valenza di Norma Tecnica per la VIA di cui al comma 1 art. 16 della l.r. n. 38/98, in sostituzione degli indirizzi regionali in materia di cui alle DGR n. 966/2002, DGR n. 551/2008, DGR n. 183/2008.

Si ritiene utile riportare in Allegato 6 quanto previsto per gli impianti eolici (elementi per il corretto inserimento paesistico e territoriale e Contenuti della documentazione necessaria al processo di VIA) dalla suddetta DGR 1122/2012 seppur abrogata.
Si evidenzia che l'innalzamento a 2.100 ore equivalenti (prevista dalla DGR 1122/2012) rispetto alla soglia di cui allo studio ARE, unitamente ad altri paletti stringenti, non costituenti elementi massimi ma minimi, ha rallentato la presentazione o limitato l'approvazione di progetti di investimento[83].
Infine, il PEAR 2014 (approvato solo nel 2017), indirizzato a centrare gli obiettivi del *Burden Sharing* di cui al DM 15/03/2020, sostenne la capacità pari a 400/500 MW di potenza installabile "senza incorrere in limitazioni di natura tecnologica o legate all'accessibilità dei siti", salvo abbassare cautelativamente il target a 250 MW (per tenere in considerazione le aree non idonee e soggette a vincolo di tipo paesaggistico diretto o interne ai SIC), ampiamente disattesi a dieci anni dalla ideazione del PEAR attuale.

	OBIETTIVO	**INSTALLATO**
2003: obiettivo PEAR 2003	2010: 8 MW	
2009: DCR 3 "Aree idonee"	2020: 120 MW	
2012: Studio IRE su base CESI	Potenziale anemologico: 1620 MW Potenziale praticabile in aree libere da vincolo: 67÷133 MW	2012: 24 MW
2014 (2017): obiettivo PEAR 2014	Potenziale praticabile includendo anche SIC: 400/500 MW. Potenziale praticabile considerando anche aree non idonee, ma al di fuori di siti vincolati paesaggisticamente e/o ambientalmente: 250 MW	
Censimento su impianti effettivamente installati al 30.09.2022 (Censimento di Regione Liguria su Province)		2022: 87,8 MW*

Tabella 5-11 - Storico obiettivi eolico – Elaborazioni Regione Liguria.
*per il dettaglio si veda Tabella 5-12.

Con l'entrata in vigore del D.Lgs. 104/2017 il Codice Ambientale di cui al D.Lgs. 152/2016 è stato profondamente modificato, e ciò ha comportato l'adozione della Deliberazione della Giunta Regionale n. 107 del 21 febbraio 2018 con la quale, tra l'altro, è stata abrogata la sopra richiamata DGR 1122/2012 (ma non come pur da taluni sostenuto, la DCR 3/2009). Nella sostanza, però, le Linee Guida regionali, agganciate a quelle nazionali, sono sopravvissute nella prassi, in scia all'impiego di quelle nazionali come "criteri minimi".

[83] Va comunque rimarcato che dei 9 progetti presentati nell'ultimo quadriennio, solo due sono stati motivatamente archiviati, mentre gli altri hanno superato la check list (2 di cui uno non ha necessitato dello screening) e lo screening di VIA, andando a VIA in 2 casi su 4, ed infine uno ha ottenuto il parere di VIA favorevole con prescrizioni (Cascinassa).

Oggi, il quadro autorizzatorio per gli impianti eolici è il seguente, salva attivazione di PAUR[84]:

TIPOLOGIA IMPIANTO: 1. EOLICO	AUTORIZZAZIONE NECESSARIA	RIFERIMENTO NORMATIVO	SCREENING DI VIA	VIA	NOTE
1.1 EOLICO	AU (Ministeriale per impianti > 300 MW)	Tabella A D.Lgs 387/2003 + art. 12 c. 3	✓	✓ In procedura regionale, solo se disposto da screening	Verifica ass. VIA statale se > 30 MW Verifica ass. VIA regionale se > 1MW < 30 MW
1.2 EOLICO < 60 KW	PAS	Tabella A D.Lgs 387/2003	✗	✗	
1.3 MINIEOLICO (h < 1,5 m e Ø < 1 m)	MANUTENZIONE ORDINARIA (eccetto per gli immobili vincolati)	D.Lgs. 115/2008 art. 11 c. 3; 12.5 a) + DM Linee Guida 2010	✗	✗	
1.4 IMPIANTI OFFSHORE	AUTORIZZAZIONE UNICA MINISTERIALE	D.Lgs. 387/2003 art. 12 c. 3	✓ (NAZIONALE)	✓ (NAZIONALE)	

Figura 5-8- Quadro autorizzatorio impianti eolici - Elaborazioni Regione Liguria 2022 e GSE.

Relativamente alla **potenza installata**, a livello europeo (

Figura 5-9) si registra un aumento delle nuove installazioni di circa il 17,5% tra il 2020 ed il 2021 (nel 2021 la potenza complessiva installata in Europa era pari a 236 GW); a livello nazionale invece la crescita tra il 2020 ed il 2021 è stata pari all'1%, si passa infatti dai 10,81 GW installati del 2020 ai 10,93 del 2021 (Figura 5-10). Per il primo semestre del 2022, secondo le elaborazioni di ANIE (Federazione Nazionale Imprese Elettrotecniche ed Elettriche) per l'Osservatorio FER sui dati del sistema Gaudì di fonte TERNA, si registra una nuova potenza installata di 123 MW.

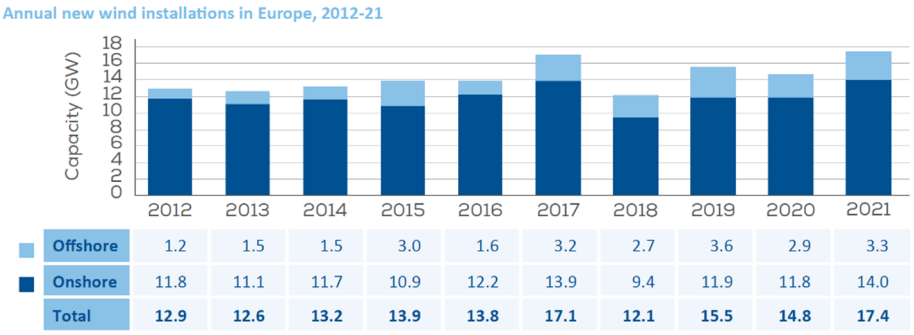


Figura 5-9 - *Trend Nuove installazioni impianti eolici in Europa – Wind Europe 2022.*

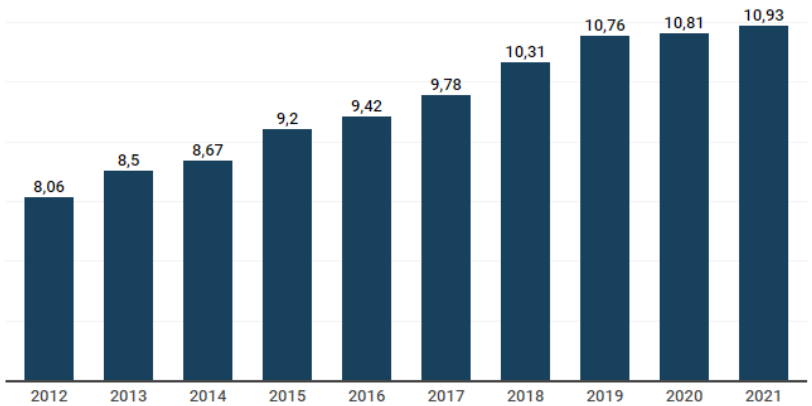


Figura 5-10 – Potenza installata in Italia (GW) – Wind Europe 2022.

[84] Sul complesso delle valutazioni ambientali, si rimanda all'esaustiva Comunicazione della Commissione C (2020)7730 del 18 novembre 2020, "Documento di orientamento sugli impianti eolici e sulla normativa dell'UE in materia ambientale", con ampia bibliografia aggiornata.

Rispetto agli obiettivi al 2030 per la fonte eolica, a livello nazionale gli schemi di decreto di *Burden Sharing* al 2030 di cui all'art. 20 del D.Lgs. 199/2021, prospettati dal Ministero della Transizione Ecologica a partire dalla fine di luglio 2022, hanno ipotizzato che i 75 GW aggiuntivi di energia da FER che l'Italia deve raggiungere al 2030 siano coperti per 10 GW da eolico *off-shore* (e per 11 GW da impianti a terra[85]; di questi, l'obiettivo pianificato prospetta 1,5 GW da *repowering* di impianti esistenti e 9,5 GW da impianti *green fields* (ossia su aree in cui in precedenza non vi erano impianti).
Per la **definizione degli obiettivi 2030 a livello regionale** occorre operare un distinguo per le due tecnologie eolico on-shore e off-shore.
Relativamente all'**eolico on-shore,** sebbene l'inquadramento generale precedente attenga prevalentemente grandi impianti *grid connected*, usualmente ad asse orizzontale[86] (cosiddetto "grande eolico"), esistono anche installazioni mediamente di potenza inferiore a 1 MW, tipicamente ad asse verticale, classificati in letteratura secondo la potenza del generatore: micro-eolico <1 KW, mini-eolico tra 1 e 100 KW (entrambi nella fascia di piccola taglia), medio-eolico tra 100 e 1000 KW (media taglia)[87], di cui tuttavia non si rileva una diffusione significativa sul territorio regionale anche per i costi unitari più elevati rispetto al "grande eolico".
Allo stato attuale il quadro, delle aree non idonee è rappresentato dalla seguente mappatura (Allegato 2 alla DCR 3/2009):

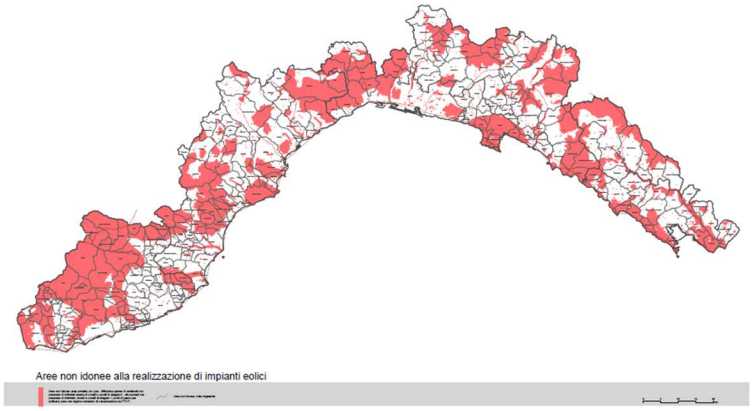


Figura 5-11 - Aree non idonee alla realizzazione di impianti eolici (Allegato 2 DCR 3/2009) – Regione Liguria.

La seguente tabella dettaglia il complesso degli impianti eolici in Liguria (installati ed autorizzati alla data di settembre 2022). Il totale della potenza installata è pari a 87,8 MW.

[85] Il PNIEC (dicembre 2019) prevedeva al 2030 19,3 GW complessivi di cui 0,9 off-shore, con evidente ripesatura.
[86] Cfr. P. GARDNER *et al.*, *Wind Energy – The Facts. Vol. 1: Technology*, 2004, mimeo online, p. 129.
[87] La classificazione classica è oggetto di aggiornamento in parallelo all'aumento della potenza degli impianti. Alcuni autori per esempio oggi fissano il "grande eolico" alla taglia minima dei 3 GW (Cfr. F. ANDREOLLI, *Impianti mini e micro eolici. Guida alla progettazione e realizzazione*, Palermo 2013, § 1.1: lo stesso studioso distingue tra picoeolico fino a 1 kW, microeolico tra 1 e 20 kW, minieolico tra 20 e 200. Sui costi, la stima riferita da L. ERBISTI, cit., p. 42 riferibile al 2016, il costo per kW va dai 2000 ai 6000 euro per turbine ad asse orizzontale e fino ad oltre 15000 euro per turbine ad asse verticale, contro i 1500 euro degli impianti di grande taglia.

TIPOLOGIA	PROVINCIA	N. PALE	POTENZA	COMUNE
EOLICO	CITTA' METROPOLITANA DI GENOVA	1	Potenza nominale di picco 3MW	Piazzale Risso Autostrada A 26 carreggiata sud - Comune di Mele
EOLICO		1	Potenza nominale di picco 4,2 MW	Parco eolico Fado - Comune di Mele
EOLICO	PROVINCIA D'IMPERIA	2	Potenza nominale 2MW (ciascuno)	Località Passo Prale, Comune di Armo
EOLICO	PROVINCIA DI SPEZIA	3	2 MW l'uno (6 MW)	LOCALITÀ PASSO DELLA CAPPELLETTA IN COMUNE DI VARESE LIGURE (SP)
EOLICO		2	2,35 MW l'uno (4,7 MW)	LOC. MONTE SCASSELLA NEL COMUNE DI VARESE LIGURE (SP)
EOLICO	PROVINCIA SAVONA	48	72,6 MW	Altare,Bormida, Calice Ligure, Cairo Montenotte, Erli, Pontinvrea, Quiliano, Rialto, Savona, Stella

Tabella 5-12 - Impianti eolici in Liguria - Elaborazione Regione Liguria 2022. Fonte: dati GSE e Osservatorio FER sistema Gaudì.

Dal confronto della Tabella 5-12 con l'Allegato 1 alla più volte citata DCR 3/2009 (disponibile in Allegato 7) recante lo "Schema di sintesi dei siti potenzialmente idonei all'installazione di impianti eolici", si evidenzia lo scarto tra il potenziale individuato e la realtà di insediamento.
Il calcolo del potenziale eolico *on-shore* ligure al 2030, fa riferimento allo Studio redatto da UNIGE nel 2022, condotto sulla base dei dati di densità di potenza del vento disponibili nelle mappe dei portali NEWA Atlas e Global Wind Atlas (GWA), escludendo le Aree Parco (PAN), le Aree di Bellezza d'Insieme (AVB) e i crinali liguri già sede di parchi eolici. Per un'analisi di dettaglio si rimanda all'Allegato 5 Studio DIME/UNIGE.
Il documento individua diversi scenari al 2030, quantificando il numero di installazioni per unità di lunghezza dei crinali, corrispondenti a diverse soglie di densità potenza del vento ed a differenti caratteristiche dimensionali d'impianto, applicando poi un fattore di correzione per tenere conto dell'effettiva accessibilità e/o della necessità di sostenere opere a diverso grado di complessità per garantirne l'accesso con oneri economici ed impatti ambientali talora non sostenibili.
In considerazione dell'esigenza di favorire la diffusione della tecnologia eolica ed al contempo preservare l'integrità del paesaggio in cui gli impianti saranno inseriti, è ragionevole ipotizzare il ricorso a pale di taglia più significativa al fine di contenere il numero di installazioni.
A partire da tali considerazioni si ritiene quindi di poter ragionevolmente assumere lo scenario che prevede per la Liguria un target al 2030 pari **a 170 MW di nuova installazione.** Tale potenziale andrà quindi a sommarsi alla potenza attualmente installata (pari a circa 87 MW al 2022) raggiungendo un valore complessivo di **257 MW**, valore allineato alle proiezioni indicate nel PEAR 2014.
Per quel che riguarda **l'eolico *off-shore***, in relazione alla batimetria dei fondali liguri, spesso superiori a quei 80 m. che la letteratura e il mercato definiscono come soglia per escludere l'*off-shor*e tradizionale[88] e optare per strutture flottanti, va premesso che gli unici due precedenti esistenti, pur a livello differente, in modo formale hanno riguardato l'opzione di fondazione prevalente **su opere marittime.**
Il primo caso è stato oggetto della DGR n. 140 del 14 febbraio 2014, con cui fu deliberata la pronuncia negativa di compatibilità ambientale relativa al progetto proposto nel 2011 da Enel Green Power, assentito positivamente dal Comitato Portuale dell'Autorità Portuale di Genova (delibera del 29 luglio 2011). Si trattava di un progetto che prevedeva 8 aerogeneratori nel tratto antistante il quartiere fieristico e l'area delle riparazioni navali, 11 sulla diga di Genova e 20 sulla diga di Prà, per una potenza installata di 7,8 MW e una produzione annua stimata di 12 GWh. Il progetto fu respinto per il parere negativo, tecnicamente inoppugnabile[89] alla luce di quanto *supra*, per la bassa produttività (1.264 h/eq) rispetto alla soglia (2.100

[88] Cfr. F. GREGORI, *Industria e innovazione: il settore dell'eolico offshore*, dissertazione, Università LUISS, a.a. 2020/2021, p. 42.
[89] Cfr. Consiglio di Stato, sez. VI, 4 novembre 2013, n 5291, Enel SpA c. ENAC e altri, nel caso di specie.

h/eq) indicata nella DGR 1122/2012 sopra riportata[90] ed infine per il significativo e non denegato impatto sull'avifauna.
Il secondo caso, più recente, più propriamente di *near-shore*, ha riguardato l'ipotesi di posizionamento di un impianto sulla nuova diga foranea di Sampierdarena; il progetto di livello "preliminare" (PFTE) è stato esaminato ed approvato, pur con importanti osservazioni, dal Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici (adunanza del 13 ottobre 2021, voto n. 86/2021). Regione Liguria ha deliberato che per "la previsione di aereogeneratori collocati sulla nuova diga foranea è emerso che al momento non è possibile effettuare una compiuta valutazione rispetto ai potenziali impatti sulla matrice biodiversità, in quanto si ritiene necessaria l'effettuazione di un piano di monitoraggio per l'ornitofauna *ante operam*, sui cui esiti basare le decisioni progettuali articolazione di tale intervento". In data 4 maggio 2022 il Ministero della Transizione Ecologica ha trasmesso al Commissario straordinario per la realizzazione dell'opera il Decreto R.0000045.04-05-2022 di conclusione della Valutazione di Impatto Ambientale sul progetto della Nuova Diga Foranea di Genova con giudizio positivo sulla compatibilità ambientale dello stesso, subordinato al rispetto delle condizioni ambientali di cui al parere della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA/VAS n. 233 del 28 marzo 2022, al parere del Ministero della cultura Soprintendenza speciale per il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza n. 461 del 18 marzo 2022 ed al parere della Regione Liguria n. 205995 dell'11 marzo 2022, per le condizioni ambientali non comprese nel sopra richiamato parere della Commissione, tra cui la richiesta che "sia stralciato dalla proposta progettuale in oggetto l'impianto per la produzione di energia da fonte eolica proposto in quanto eccessivamente impattante in relazione ai valori paesaggistici e storico-paesaggistici tutelati".
In relazione all'eolico *off-shore* tradizionale invece, occorre evidenziare, come già anticipato, che il Mar Ligure è caratterizzato da fondali che raggiungono diverse centinaia di metri di profondità già a pochi chilometri dalla costa ed il limite degli 80 m (considerato a riferimento per la fattibilità offshore e anticipato all'inizio del presente paragrafo) è quasi sempre collocato entro i 2 km dalla costa. Sul territorio regionale la sola zona prospiciente La Spezia presenterebbe fondali con profondità inferiore a 80 metri anche a distanze dalla costa fino a 10 km, tratto di mare purtroppo caratterizzato (Atlanti eolici Global Wind Atlas e NEWA) da venti non significativi. Questo aspetto limita fortemente le applicazioni eoliche a mare in Liguria, anche senza considerare i vincoli ambientali che in certe parti del Mar Ligure esistono (si veda lo Studio UNIGE in Allegato 5 per ulteriori dettagli).
In via cautelativa, nel presente documento non viene pertanto riportato un calcolo del potenziale eolico *off-shore* che quindi **non concorre all'obiettivo regionale al 2030.**
Rimangono in particolare da valutare le **soluzioni flottanti**[91], potenzialmente idonee per fondali profondi (oltre 80 m, fino a 800 m) e che anche[92] il PNRR sosterrà nell'ambito di M2 C2 Inv. 1.3[93]. Esse costituiscono un segmento di interesse, a partire dalle valutazioni sulla possibilità di riattivare la boa di proprietà di AdSP del Mar Ligure Occidentale all'altezza di Multedo, sebbene fortemente danneggiata dagli eventi meteoclimatici e messa in sicurezza.
È tuttavia opportuno evidenziare che allo stato attuale non si registrano in alcun Continente parchi eolici che sfruttando la soluzione flottante, che si insedino su fondali con profondità superiori agli 80 m. Il parco eolico FOWP (Floating Offshore Wind Platform) più grande al mondo, circa 50 MW, è quello di Kircandine (UK), le cui macchine risultano comunque ancorate a un fondale di profondità variabile tra 60 e 80 m.
Secondo un approccio prudenziale, si ritiene pertanto di non considerare anche tale tipologia di realizzazione ai fini del calcolo del potenziale eolico regionale al 2030.
Le suddette considerazioni relative agli impianti eolici off-shore di diverso tipo non escludono tuttavia che Regione Liguria approfondisca il potenziale ricorso futuro a questa configurazione impiantistica tramite casi studio pilota o attività di ricerca e innovazione. Non si esclude infatti che la realizzazione di impianti off-shore raggiunga nei prossimi anni un livello tecnologico tale da favorire nuove installazioni anche in bacini attualmente non ritenuti adeguati.

[90] Sono state anche evidenziate lacune sotto il profilo del quadro di sostenibilità economico-finanziaria.
[91]. Cfr. F. GREGORI, *Industria e innovazione: il settore dell'eolico offshore*, dissertazione, Università LUISS, a.a. 2020/2021., pp. 40-44.
[92] Il MiTE aveva già lanciato il 25 giugno 2021 un Avviso Pubblico per la manifestazione di interesse per la produzione di energia elettrica da impianti eolici off-shore galleggianti (**https://www.mite.gov.it/bandi/avviso-pubblico-su-produzione-di-energia-elettrica-mediante-impianti-eolici-offshore**) ricevendo 40 proposte per 64 impianti, oltre la metà dei quali localizzati in Sicilia e Sardegna; di questi 55 sono state proposti da imprese e associazioni di imprese, 3 da WWF, Legambiente e Greenpeace e i rimanenti 7 da altri soggetti (ANEV, Elettricità futura, CNA, CGIL, Università Politecnico di Torino, OWEMES – associazione di ricercatori, CIRSAM – Consorzio Internazionale per lo sviluppo e ricerca adriatico e mediterraneo).
[93] Consultazione avviata il 1° Agosto 2022 fino al 12 settembre 2022.

Azioni per lo sviluppo dell'eolico

Al fine di favorire lo sviluppo della tecnologia eolica sul territorio, Regione Liguria intende proseguire il percorso già intrapreso rispetto alla **semplificazione delle procedure autorizzative,** sia agevolando una efficace collaborazione tra i diversi soggetti coinvolti, sia migliorando l'accessibilità agli strumenti esistenti dedicati agli operatori.

Concorre inoltre alla diffusione della fonte eolica, anche un aggiornamento della mappatura regionale delle aree idonee alla collocazione degli impianti. A tal proposito, in accordo a quanto previsto dalla normativa nazionale e nel rispetto delle tempistiche definite dal Dlgs. 199/2021, Regione Liguria intende portare avanti la **definizione delle aree idonee** intese come "aree ad elevata vocazione rinnovabile, adatte ad ospitare impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile e pertanto soggette a procedure autorizzative particolarmente snelle e rapide" (cfr. art.2 dello stesso Decreto). Tali nuove disposizioni normative a livello regionale potranno consentire anche il parziale superamento delle disposizioni di cui alla DCR 3/2009, che attualmente coinvolgono anche aree buffer e SIC.

Infine, sarà intrapresa un'attenta campagna di comunicazione volta a divulgare tra i potenziali soggetti interessati sul territorio regionale informazioni in merito agli eventuali **finanziamenti disponibili**, tra cui si evidenziano:

- la misura M2 C2 del **PNRR** già citata in precedenza sugli impianti rinnovabili innovativi che potrà sostenere la realizzazione di impianti eolici galleggianti off-shore uniti a sistemi di stoccaggio dell'energia;
- le azioni del Programma regionale **POR-FESR 2021-2027** che per l'OP2[94] - OS ii[95] intende incentivare interventi integrati con quelli di efficientamento energetico e possibili interventi innovativi e sperimentali da affiancare alle fonti rinnovabili ormai tradizionali come l'eolico e il fotovoltaico. In particolare, le azioni nell'ambito delle quali sono attesi specifici bandi per il 2023 che potrebbero coinvolgere la tecnologia eolica, sono:
  - 2.2.1. *"Incentivi volti all'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili destinati alle PMI liguri";*
  - 2.2.2. *"Incentivi volti all'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili e promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche".*

5.2.2 Fotovoltaico

Il mercato mondiale della tecnologia fotovoltaica, i punti di forza e debolezza della tecnologia

Gli impianti solari fotovoltaici rappresentano la tecnologia rinnovabile in più forte crescita al mondo. Si stima (Fraunhofer Report 2022) che alla fine dell'anno 2020 nel mondo fossero già presenti (potenza cumulata) 710GW di potenza di picco, e che il mercato mondiale su base annua (nuove istallazioni) sia pari a circa di 180GW (anno 2021), di cui 26 GW di nuove istallazioni in Europa[96]. Il costo *Levelized*[97] dell'energia elettrica fotovoltaica è stimato da IRENA per l'anno 2022 in 0,039 US$/kWh sulla base delle migliori offerte al ribasso (*Auction Value*) in gare pubbliche per la realizzazione di impianti fotovoltaici di grande taglia. Per quanto riguarda le nuove istallazioni fotovoltaiche, queste per l'anno 2020 (IRENA Report 2022) hanno rappresentato circa 154TWh di nuova energia elettrica immessa in rete, comparabile con la l'energia prodotta da nuove istallazioni eoliche (160TWh) e dalle nuove istallazioni idroelettriche su grandi fiumi asiatici e americani (154GWh).

Il punto di forza principale della risorsa solare in genere è la disponibilità di energia su tutte le fasce di longitudine al mondo in misura equivalente (ciò non accade per la disponibilità di energia eolica, idrica e del mare, in quanto l'orografia del territorio determina fortemente la circolazione dei venti, la disponibilità di corsi d'acqua e di salti idrici, l'esistenza di maree o moti ondosi significativi). Quindi la risorsa solare è

[94] Obiettivo di Policy 2 "Un'Europa resiliente, più verde e a basse emissioni di carbonio ma in transizione verso un'economia a zero emissioni nette di carbonio attraverso la promozione di una transizione verso un'energia pulita ed equa, di investimenti verdi e blu, dell'economia circolare, dell'adattamento ai cambiamenti climatici e della loro mitigazione, della gestione e prevenzione dei rischi nonché della mobilità urbana sostenibile"

95 Obiettivo Specifico ii) ii "Promuovere le energie rinnovabili in conformità con la direttiva sulle energie rinnovabili (UE) 2018/2001, inclusi i criteri di sostenibilità ove previsti"

[96] Stime Fraunhofer Report 2022

[97] LCOE (Levelized Cost of Energy) esprime il costo complessivo di produzione del MWh ed è lo strumento utilizzato per confrontare le diverse tecnologie di generazione elettrica

disponibile in maniera molto più uniforme rispetto alle altre fonti rinnovabili e anche complessivamente più prevedibile per quanto riguarda la disponibilità nel tempo (produzione oraria, giornaliera, mensile).
Il secondo punto di forza è rappresentato dai costi dell'energia producibile da solare fotovoltaico: il costo *Levelized* dipende evidentemente dal soleggiamento locale, ma per le caratteristiche del soleggiamento italiano, tale costo può raggiungere valori inferiori a 0,07 €/kWh[98]
Il punto di debolezza della tecnologia fotovoltaica è quello intrinseco delle risorse rinnovabili che, a meno dell'utilizzo di accumuli dedicati (si veda Capitolo xx), non consentono lo stoccaggio dell'energia, disponibile soltanto per la risorsa idro (negli impianti a bacino e serbatoio), negli impianti geotermici ad alta temperatura (nei limiti di regolazione del prelievo del vapore geotermico) e negli impianti a biomassa.

Tecnologia fotovoltaica, prestazioni e costi
Gli impianti solari fotovoltaici consentono di trasformare in maniera diretta e istantanea l'energia solare in energia elettrica senza l'utilizzo di combustibili fossili. Tale processo è reso possibile grazie alle proprietà di alcuni semiconduttori (per lo più, ma non esclusivamente, silicio), che, se opportunamente trattati, sono in grado di generare energia elettrica quando esposti alla radiazione solare. La quantità di energia radiante incidente per unità di tempo su una superficie unitaria è denominata irradianza (W/m^2), quantità che per il caso dell'energia solare serve per quantificare la disponibilità istantanea di tale risorsa. Integrando tale grandezza su uno specifico intervallo di tempo si ottiene il soleggiamento (se riferito alla durata di un giorno, $J/m^2/day$ oppure $kWh\ m^2/day$) se riferito specificatamente alla radiazione solare. Irradianza e Soleggiamento dipendono da vari fattori, tra cui latitudine e longitudine, condizioni climatiche locali (nuvolosità, contenuto di umidità e polveri nell'aria), orientamento della superficie captante (angolo di azimuth, γ), inclinazione della superficie captante (angolo di tilt, β), e variano a seconda dell'ora del giorno e del periodo dell'anno.
Gli impianti fotovoltaici sono costituiti da tre elementi principali: un generatore (modulo fotovoltaico), un sistema di condizionamento e controllo della potenza erogata dai moduli (inverter/BOS), e un'eventuale batteria per consentire che l'energia elettrica prodotta in eccesso (rispetto al fabbisogno) nelle ore di maggiore disponibilità solare possa essere utilizzata successivamente.
I moduli fotovoltaici sono costituiti da un certo numero di componenti elementari denominati celle fotovoltaiche. Queste ultime sono collegate tra loro in serie e vengono alloggiate su un supporto la cui superficie è pari attualmente (anno 2022) a circa $2m^2$. I moduli utilizzano anche 70 celle di dimensione intera oppure fino a 140 celle in configurazione "half cut". Le prestazioni nominali (potenza di picco) dei moduli fotovoltaici vengono certificate dai produttori durante una nota prova di test *(Flash Test*) in laboratorio dove i moduli sono esposti a irradianza $1000W/m^2$.
Le celle fotovoltaiche possono utilizzare diverse tecnologie e diversi materiali semiconduttori, anche in configurazione elettronica nota come *MultiJunction* ed anche operando in condizioni di concentrazione dell'energia solare. Per celle di laboratorio multigiunzione, con rapporto di concentrazione pari a diverse centinaia, l'efficienza di conversione supera il 45% come risulta dalla in Figura 5-12.

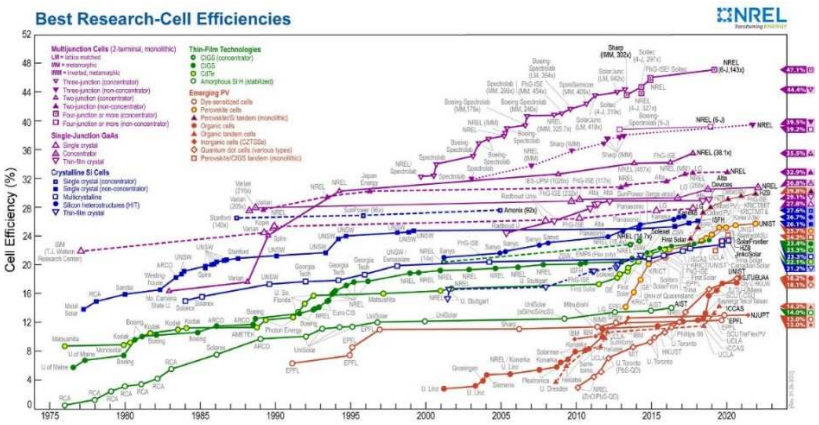


Figura 5-12 - Andamento storico dell'efficienza delle celle fotovoltaiche per tipologia di tecnologia[99].

[98] Piano di Sviluppo 2021, 2021. https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete (accessed September 21, 2022).
[99] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Best Research-Cell Efficiency Chart, (2022). https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html (accessed September 21, 2022).

I moduli commerciali in Silicio Cristallino a singola giunzione e di elevate prestazioni (e.g. REC Alpha Series, vedi Figura 5-14) possono erogare oltre 8A di corrente, oltre 400W di potenza di picco a una tensione di massima potenza di oltre 40V. L'efficienza di conversione fotovoltaica raggiunge (al 2022) nei migliori moduli in commercio il 21-22%, anche se già esistono celle *single junction* in dimensioni standard (6 pollici e oltre) che traguardano una efficienza del 26% [100], estremamente vicina al limite teorico quantistico (29%) delle celle singola giunzione al silicio senza concentrazione come effetto dei limiti associati al valore di *Bandgap* del silicio cristallino (1.12eV) e degli effetti di ricombinazione di lacune ed elettroni [101].
Un punto fondamentale per ogni pianificazione energetica riguardante il fotovoltaico riguarda le superfici necessarie per assegnata potenza di picco. È agevole dimostrare che in base alla definizione di potenza di picco e alla definizione di efficienza di conversione fotovoltaica, la superficie fotovoltaica per unità di kWp corrispondente all'inverso dell'efficienza: moduli di efficienza 0,20 richiedono una superficie per kWp pari a $5m^2$. Occorre distinguere impianti solari a tetto (e in generale integrati negli edifici) e gli impianti a terra. Negli impianti a tetto inclinato i moduli quasi sempre adottano la pendenza del tetto (montaggio parallelo al tetto) e possono essere montati contigui. Per tutte le istallazioni dove la superficie disponibile è orizzontale (installazioni a terra, tetti piani), se si vuole perseguire un'inclinazione ottimale, 35° circa in Liguria[102], occorre che tra i moduli si abbia una certa interdistanza per evitare gli ombreggiamenti. Senza entrare nel merito della ottimizzazione dell'interdistanza per minimizzare le ombre durante i giorni dell'anno, si può affermare che ogni kWp installato su superfici orizzontali richieda come superficie complessiva circa $15m^2$ [103].
Ulteriori considerazioni che riguardano l'interdistanza tra i moduli fotovoltaici ma soprattutto la massimizzazione dell'energia captata dai moduli riguarda le tecniche di inseguimento, cosiddetto *tracking* del disco solare. La condizione operativa migliore è quella che vede la superficie solare sempre perpendicolare ai raggi del sole: questa condizione di perpendicolarità può essere riferita all'angolo zenitale della superficie captante e richiede il posizionamento continuo della superficie solare. Tale inseguimento solare può essere realizzato con intelaiature mobili e attuatori specifici che movimentino i moduli secondo le leggi degli Angoli Solari. Il miglior compromesso tra costi e benefici si ottiene con i sistemi di inseguimento di tipo monoassiale, in grado di aumentare l'energia captata su base annua di un 20% (rispetto a sistemi fissi) e con costi della struttura mobile che possono essere ripagati dall'extra energia prodotta in pochi anni di funzionamento. Secondo Terna e Snam[104] viene ipotizzato che in Italia al 2030 "per le nuove installazioni di solare a terra il 60% sia rappresentato da strutture con inseguimento monoassiale".
In Liguria il primo impianto fotovoltaico a inseguimento monoassiale con tecnologia bifacciale sarà quello di Università di Genova, di prossima installazione presso il Campus di Savona (Figura 5-13).



Figura 5-13 - Impianto fotovoltaico bifacciale-tracking di UNIGE, Campus Savona.

[100] D. Carroll, Australian start-up sets 25.54% efficiency record for silicon cell, Pv Magazine Australia – Photovoltaic Markets and Technology. (2021).
[101] M.A. Green, Limits on the open-circuit voltage and efficiency of silicon solar cells imposed by intrinsic Auger processes, IEEE Trans Electron Devices. 31 (1984) 671–678. https://doi.org/10.1109/T-ED.1984.21588.
[102] Memme, S. and Fossa, M., Maximum Energy Yield of Pv Surfaces in France and Italy from Climate Based Equations for Optimum Tilt at Different Azimuth Angles. Renewable Energy J. (2022)https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.10.019
[103] Modelli Dime, Università di Genova
[104] Documento di descrizione degli scenari 2022

REC ALPHA PURE SERIES
PRODUCT SPECIFICATIONS

GENERAL DATA	
Cell type:	132 half-cut REC heterojunction cells with lead-free, gapless technology, 6 strings of 22 cells in series
Glass:	3.2 mm solar glass with anti-reflective surface treatment in accordance with EN 12150
Backsheet:	Highly resistant polymer (black)
Frame:	Anodized aluminum (black)
Junction box:	3-part, 3 bypass diodes, lead-free IP68 rated, in accordance with IEC 62790
Connectors:	Stäubli MC4 PV-KBT4/KST4 (4 mm²) in accordance with IEC 62852, IP68 only when connected
Cable:	4 mm² solar cable, 1.1 m + 1.2 m in accordance with EN 50618
Dimensions:	1821 x 1016 x 30 mm (1.85 m²)
Weight:	20.5 kg
Origin:	Made in Singapore

	ELECTRICAL DATA	Product Code*: RECxxxAA Pure				
STC	Power Output - P_{MAX} (Wp)	390	395	400	405	410
	Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
	Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	41.5	41.8	42.1	42.4	42.7
	Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	9.40	9.45	9.51	9.56	9.61
	Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	48.6	48.7	48.8	48.9	49.0
	Short Circuit Current - I_{SC} (A)	10.22	10.25	10.28	10.30	10.35
	Power Density (W/m²)	211	214	216	219	222
	Panel Efficiency (%)	21.1	21.4	21.6	21.9	22.2
NMOT	Power Output - P_{MAX} (Wp)	297	301	305	309	312
	Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	39.1	39.4	39.7	40.0	40.2
	Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	7.59	7.63	7.68	7.72	7.76
	Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	45.8	45.9	46.0	46.1	46.2
	Short Circuit Current - I_{SC} (A)	8.20	8.24	8.28	8.32	8.36

Values at standard test conditions (STC: air mass AM 1.5, irradiance 1000 W/m², temperature 25°C), based on a production spread with a tolerance of P_{MAX}, V_{OC} & I_{SC} ±3% within one watt class. Nominal module operating temperature (NMOT: air mass AM 1.5, irradiance 800 W/m², temperature 20°C, windspeed 1 m/s). * Where xxx indicates the nominal power class (P_{MAX}) at STC above.

Figura 5-14 - Rec Alpha Pure Series, specifiche del prodotto[105].

Anche se esistono pertanto diverse tecnologie con le quali realizzare le celle e i moduli fotovoltaici, la tecnologia dominante oltre il 95% del mercato attuale e prevalente nelle medesime proporzioni negli ultimi 20 anni è quella del Silicio Cristallino (C-Si).

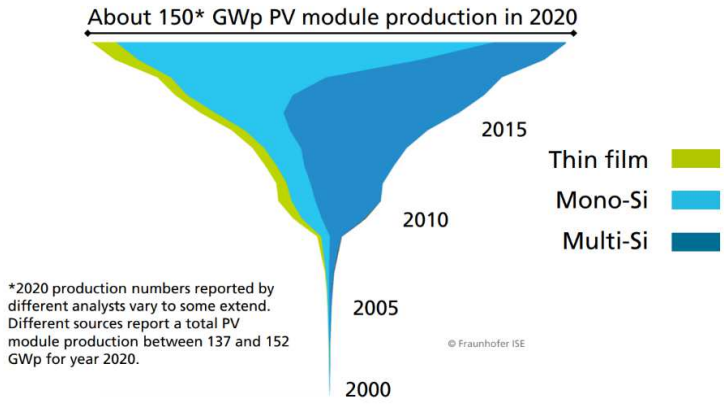


Figura 5-15 - Produzione annua di fotovoltaico per tecnologia nel mondo [106]

Le celle C-Si sono caratterizzate dai minori costi per unità di potenza di picco (€/kWp) e soprattutto sono in grado di assicurare prestazioni durature per 25 anni e oltre (rendimento di conversione al 25° anno intorno al 90% del rendimento iniziale). Per quanto riguarda il costo dei moduli fotovoltaici in riferimento ancora una volta al kWp, tale costo per moduli in C-Si è inferiore a 300 €[107].

[105] REC Group, Rec Alpha Pure Series Product Specifications, (2022). https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/ds_rec_alpha_pure_series_en.pdf?t=1663753668 (accessed September 21, 2022).
[106] W. Philipps,S. Warmuth, Photovoltaics Report, Freiburg, 2022. https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html.
[107] Stime Fraunhofer ISE

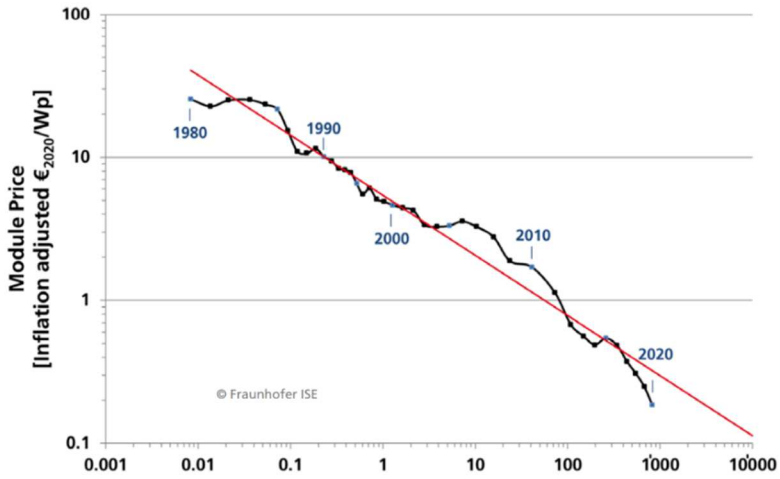


Figura 5-16 - Curva di apprendimento dei prezzi (price learning curve) rappresentativa di tutte le tecnologie PV disponibili sul mercato[108].

Il costo degli *inverter*-BOS (per unità di potenza di picco) è anch'esso fortemente decresciuto nell'ultimo decennio, ma non tanto quanto il costo dei moduli e attualmente rappresenta un 60% del costo globale di impianto[109].

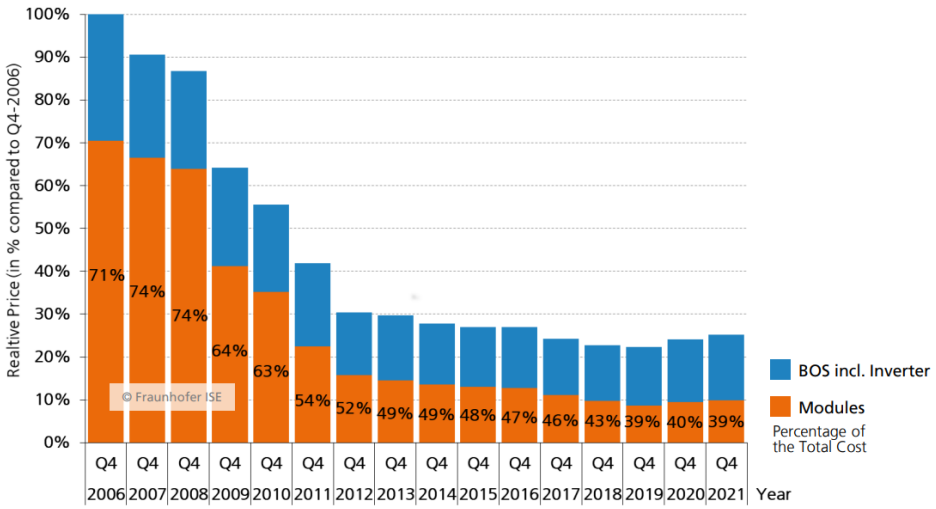


Figura 5-17 - Evoluzione dei prezzi dei sistemi fotovoltaici su tetto in Germania (installazioni da 10 kWp a 100 kWp)[110].

In condizioni di soleggiamento tipiche dell'Italia (1.300-1.800kWh/m^2/anno) un impianto fotovoltaico è in grado di produrre tanta energia elettrica quanta ne è stata necessaria per realizzare industrialmente i suoi componenti in meno in circa 1.5anni (*Energy Payback Time, EPBT*).

[108] W. Philipps,S. Warmuth, Photovoltaics Report, Freiburg, 2022. https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html.
[109] Stime Fraunhofer ISE - 40% costo dei moduli, 60% costo di Inverter-BOS
[110] W. Philipps,S. Warmuth, Photovoltaics Report, Freiburg, 2022. https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html.

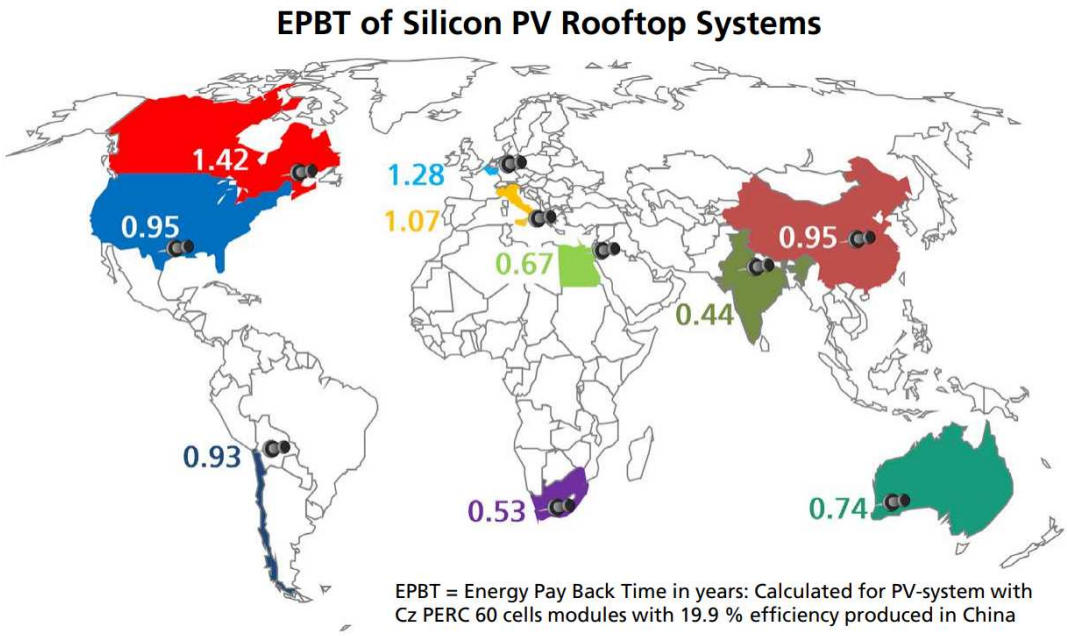


Figura 5-18 - Mappa del mondo tempo di ritorno dell'energia (EPBT) di sistemi fotovoltaici al silicio su tetto.

Ai costi attuali dell'energia elettrica domestica (0,25€/kW_e) è agevole calcolare che un sistema fotovoltaico avente un costo di impianto pari a 800Eur/kWp, efficienza di conversione pari a 0,20 ed esposto a soleggiamento di 1.500kWh/m^2/anno, è in grado di coprire i costi di impianto (*simple PayBack period*) in 10,6 anni.

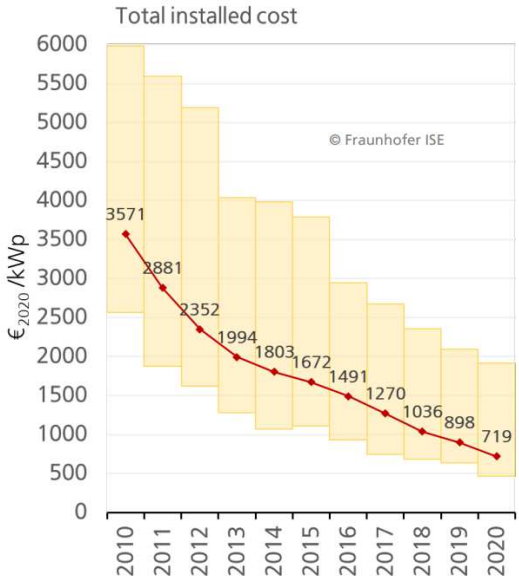


Figura 5-19 - Costi chiavi in mano di impianti fotovoltaici di grande taglia in €/kWp nel decennio 2010-2020[111].

Moltissima attenzione nel mondo è indirizzata all'utilizzo delle superfici disponibili negli edifici (tetto, facciate) per la produzione fotovoltaica. Si parla in questo caso di *Building Integrated Photovoltaics (*BIPV) e anche di *Rooftop Fotovoltaics*.
Il vantaggio del BIPV è rappresentato dal mancato utilizzo del suolo e del territorio e dalla possibilità del consumo dell'energia in corrispondenza della produzione.
In caso più notevole al mondo riguarda lo Stato del South Australia (1,7 milioni di abitanti) dove oltre il 40% delle abitazioni è dotato di un tetto fotovoltaico. Per questo motivo, anche nei diagrammi qui presentati sulla

[111] W. Philipps,S. Warmuth, Photovoltaics Report, Freiburg, 2022. https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html.

base Rapporto del Fraunhofer ISE Institute del 2021, si fa molto spesso riferimento ai costi delle installazioni fotovoltaiche su edifici.

Fotovoltaico in Italia e in Liguria e gli scenari di crescita all'anno 2030

Secondo il più recente rapporto statistico del Gestore dei Servizi Energetici [112] nel corso del 2020 in Italia le energie rinnovabili hanno consentito la copertura di circa il 37% della domanda elettrica, e l'energia solare nel 2021 ha soddisfatto l'8% del fabbisogno elettrico nazionale, con una produzione al massimo storico e in aumento del 2,1% rispetto al 2020. Il solare fotovoltaico rappresenta dunque una quota del 21,7% nella produzione elettrica da fonti rinnovabili, seconda soltanto all'energia idroelettrica.

Sempre secondo il GSE, nel corso del 2021 sono stati installati in Italia circa 80.000 impianti fotovoltaici, per un totale di 938 MW potenza. Alla fine del 2021 la potenza installata sul territorio nazionale ammontava complessivamente a 22.594 MW, pari ad una crescita del 4,4% rispetto all'anno precedente. La produzione registrata nel 2021 è pari a 25.039 GWh. Se si confronta il dato con i valori di produzione del 2008, pari a soli 193 GWh, risulta evidente che tale settore ha raggiunto valori più di 100 volte superiori rispetto a 15 anni fa.

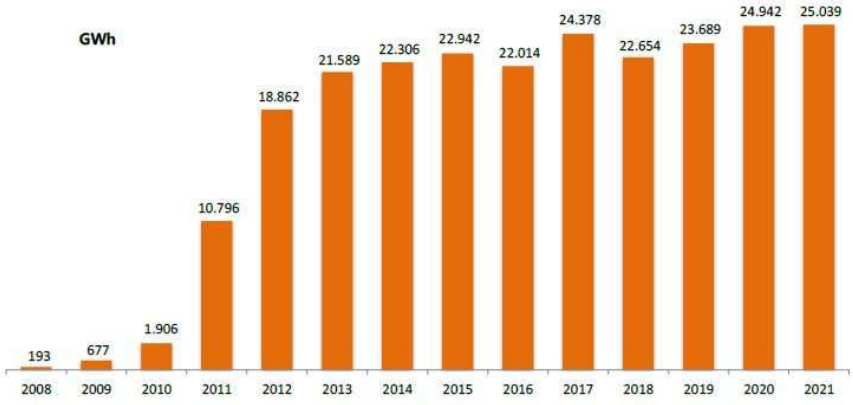


Figura 5-20 - Produzione annuale degli impianti fotovoltaici in Italia[113].

In Italia, l'irraggiamento medio annuo su superficie orizzontale varia dai 2,8-3,6 kWh/m^2/giorno nelle regioni alpine, 3,6-4,0 kWh/m^2/giorno nella regione Padana, 3,8-4,1 kWh/m^2/giorno in Liguria, 4,0-4,6 kWh/m^2/giorno nel Centro-Sud, fino a raggiungere 5,2 kWh/m^2/giorno nelle isole. Nonostante queste ultime godano di un potenziale produttivo molto più elevato di altre zone della penisola, si può affermare che l'intero territorio nazionale si caratterizzato da condizioni molto favorevoli all'installazione di impianti di produzione solare.

[112] V. Agrillo, A. dal Verme, M.Liberatore, P. Lipari, D. Lucido, G. Maio, V. Surace, Rapporto Statistico 2020. Energia da Fonti Rinnovabili in Italia, 2022. https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche

[113] V. Agrillo, A. dal Verme, M.Liberatore, P. Lipari, D. Lucido, G. Maio, V. Surace, Rapporto Statistico 2020. Energia da Fonti Rinnovabili in Italia, 2022. https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche



Figura 5-21 - Irraggiamento medio annuo su superficie orizzontale in Italia[114].

Dal punto di vista nazionale, gli obiettivi di crescita al 2030 della potenza fotovoltaica italiana si riferiscono al PNIEC che, per la tecnologia fotovoltaica, presenta uno scenario con un aumento della capacità fotovoltaica istallata pari a 31GW, grazie a nuove istallazioni e al repowering delle istallazioni esistenti.
Agli impegni del PNIEC si aggiungono quelli legati alle direttive europee "Fit for 55" e "Repower Eu", secondo i quali la capacità fotovoltaica italiana dovrebbe ulteriormente crescere rispetto allo scenario PNIEC, con una capacità fotovoltaica aggiuntiva di complessivi 54GW di picco. **Tale capacità aggiuntiva porterebbe il fotovoltaico italiano da 21GW del 2020 a 75GW nel 2030.**
La ripartizione sul territorio nazionale, regione per regione, degli obiettivi relativi alle nuove installazioni fotovoltaiche è uno dei punti operativi in corso di definizione a livello nazionale (attuazione del D. Lgs. n. 199/2021). Un altro punto riguarda le strategie da adottare per privilegiare le installazioni a terra piuttosto che quelle integrate negli edifici. Una serie di recenti norme (D.L. 50/2022, D. Lgs n. 199/2021) definiscono la materia delle Aree Idonee all'istallazione degli impianti a Fonte Energetica Rinnovabile e introducono i criteri per la ripartizione degli impianti tra le diverse Regioni.

[114] V. Agrillo, A. dal Verme, M.Liberatore, P. Lipari, D. Lucido, G. Maio, V. Surace, Rapporto Statistico 2020. Energia da Fonti Rinnovabili in Italia, 2022. https://www.gse.it/dati-e-scenari/statistiche



Figura 5-22 - Superfici fotovoltaiche contigue su tetto inclinato e filari fotovoltaici distanziati a terra. A destra un rendering inerente fotovoltaico in facciata capace di produrre 1GWh/anno.

In Liguria, secondo i dati GSE, il parco installato nel 2021 risultava pari a 126 MW, secondo la distribuzione provinciale della tabella seguente:

Province	Numero di impianti	Potenza installata (MW)
Genova	3.334	32,9
Imperia	2.089	30,4
La Spezia	2.545	28,1
Savona	2.878	35,2
Liguria	**10.846**	**126,6**

Tabella 5-13 - Potenza installata e numero di impianti fotovoltaici per provincia e regione. Fonte: GSE 2021

Potenziale solare fotovoltaico in Liguria

Per la stima del potenziale solare fotovoltaico sul territorio ligure, si fa riferimento allo studio condotto da DIME/UNIGE e disponibile in Allegato 8 in versione integrale.

Tale studio include il calcolo del potenziale fotovoltaico sia per quanto concerne le applicazioni sugli edifici sia per le altre soluzioni a terra (terreni agricoli, serre, cave dismesse, soluzioni flottanti su specchi d'acqua interni).

In particolare, relativamente al **solare fotovoltaico sugli edifici**, il calcolo del potenziale è stato condotto a partire da una prima analisi delle superfici disponibili in copertura (ricorrendo ai dati GIS disponibili sul Geoportale della Regione Liguria), per poi valutare quali fossero adeguate all'installazione di impianti fotovoltaici, attraverso la metodologia a valori costanti. Tale metodologia è basata sulla determinazione di una serie di coefficienti che consentono di derivare la superficie utile (la quota parte di superficie disponibile che presenta caratteristiche idonee dal punto di vista architettonico, tecnico e produttivo all'installazione di impianti fotovoltaici e solari in genere) partendo da quella disponibile.

Si sottolinea come nello studio UNIGE non siano incluse le superfici degli edifici in facciata, che (se non ombreggiati da altri circostanti) potrebbe rappresentare un ulteriore contributo alla produzione fotovoltaica ligure.

Una volta effettuato il calcolo della superficie utile, sulla base del valore dell'irraggiamento globale medio annuo della località considerata su una superficie unitaria e l'efficienza di conversione fotovoltaica dell'impianto fotovoltaico (moduli, *inverter, fouling*), si è potuto stimare **un potenziale fotovoltaico per la Regione Liguria per quanto riguarda la parte integrata negli edifici pari a circa 1.800 MW_p.**

Per quanto riguarda le altre applicazioni della tecnologia fotovoltaica, lo studio UNIGE ha condotto il calcolo del potenziale per i terreni agricoli, le serre e le cave dismesse; inoltre, sono state considerate possibili applicazioni dei sistemi *Floating PV* (installazione di impianti galleggianti su bacini naturali ed artificiali) e di sistemi solari agrivoltaici, in grado preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione e contemporaneamente garantire una buona produzione energetica da fonti rinnovabili.

In questa analisi, sulla base della cartografia regionale, l'ammontare maggiore di superfici utili per istallazioni fotovoltaiche riguarda la copertura delle serre, molto diffuse nel ponente ligure, per le quali si è stimato che una percentuale del 20% possa essere occupato da moduli fotovoltaici.
Per gli impianti fotovoltaici su terreni agricoli, si è considerato un utilizzo del 1,25% della superfice agricola considerata. Per le applicazioni in cava e su bacino lacustre, si è considerato un utilizzo delle superfici a disposizione pari al 15%.
Per le suddette applicazioni (serre, terreni agricoli, cave, bacini lacustri) si stima una potenza complessiva installata al 2030 di circa 560 MW.
In conclusione, il potenziale totale installato al 2030 potrà ammontare a circa 2.380 MW, suddiviso nelle diverse tipologie di applicazione come riassunto nella seguente tabella:

Tipologia di applicazione	**Potenziale (MWp)**
Fotovoltaico su edifici	1.818
Fotovoltaico su terreni agricoli	96
Fotovoltaico su serre	386
Fotovoltaico su cave dismesse	8
Fotovoltaico flottante su specchi d'acqua interni	76

Tabella 5-14 - Potenziale complessivo nuovo installato al 2030 solare fotovoltaico.

Considerando l'impulso le Comunità Energetiche Rinnovabili potranno dare al fotovoltaico in futuro, Regione Liguria intende adottare un obiettivo di potenza complessiva installata al 2030 di circa 700 MW, pari al 30% del potenziale di cui allo Studio UNIGE.

Azioni per lo sviluppo del solare fotovoltaico
Al fine di favorire la diffusione della tecnologia fotovoltaica sul territorio, Regione Liguria intende proseguire il percorso di **semplificazione delle procedure autorizzative**, sia agevolando una sempre più efficace collaborazione tra i diversi soggetti coinvolti, sia migliorando il numero e l'accessibilità degli strumenti esistenti dedicati agli operatori.
Inoltre, Regione Liguria, intende portare avanti la **definizione delle aree idonee** (intese come "aree ad elevata vocazione rinnovabile, adatte ad ospitare impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile e pertanto soggette a procedure autorizzative particolarmente snelle e rapide") alla collocazione degli impianti a fonte rinnovabile, come previsto dalla normativa nazionale e secondo le tempistiche di cui al D Lgs. n. 199/2021.
Infine, allo scopo di sostenere lo sviluppo del fotovoltaico e i relativi investimenti sul territorio, soprattutto da parte delle imprese il cui interesse è in continua crescita[115], potranno essere intraprese azioni di comunicazione volte a divulgare, tra i potenziali soggetti interessati, informazioni relative ad eventuali finanziamenti disponibili, tra cui si evidenziano:

- la misura M2 C2 del PNRR sugli impianti rinnovabili innovativi che potrà sostenere la realizzazione di impianti fotovoltaici galleggianti off-shore uniti a sistemi di stoccaggio dell'energia;
- le azioni del Programma regionale POR-FESR 2021-2027 che per l'OP2[116] - OS ii[117] intende incentivare interventi integrati con quelli di efficientamento energetico e possibili interventi innovativi e sperimentali da affiancare alle fonti rinnovabili ormai tradizionali come l'eolico e il fotovoltaico. In particolare, le azioni nell'ambito delle quali sono attesi specifici bandi per il 2023 che potrebbero coinvolgere la tecnologia eolica, sono:
  - 2.2.1. "Incentivi volti all'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili destinati alle PMI liguri";

[115] Position Paper "La transizione energetica: contesto e proposte" – Confindustria Genova ottobre 2022
[116] Obiettivo di Policy 2 "Un'Europa resiliente, più verde e a basse emissioni di carbonio ma in transizione verso un'economia a zero emissioni nette di carbonio attraverso la promozione di una transizione verso un'energia pulita ed equa, di investimenti verdi e blu, dell'economia circolare, dell'adattamento ai cambiamenti climatici e della loro mitigazione, della gestione e prevenzione dei rischi nonché della mobilità urbana sostenibile"
[117] Obiettivo Specifico ii) ii "Promuovere le energie rinnovabili in conformità con la direttiva sulle energie rinnovabili (UE) 2018/2001, inclusi i criteri di sostenibilità ove previsti"

- 2.2.2. “Incentivi volti all’incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili e promozione dell’eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche”.

- la sottomisura 4.1 “Supporto agli investimenti nelle aziende agricole” del Piano di Sviluppo Rurale che potrà finanziare impianti fotovoltaici come investimenti nelle aziende agricole.

5.2.3 Idroelettrico

Il mercato mondiale della tecnologia idroelettrica, i punti di forza e debolezza della tecnologia

Contribuendo alla produzione del 16% dell’energia elettrica mondiale, il settore idroelettrico riveste un ruolo-chiave nella sfida verso il contenimento del riscaldamento globale entro i 2°C attraverso la produzione di energia da fonti rinnovabili[118]: negli ultimi 20 anni, la capacità totale dell'energia idroelettrica è aumentata del 70% a livello globale, ma la sua quota di generazione totale è rimasta stabile a causa della crescita dell'eolico, del solare fotovoltaico, del carbone e del gas naturale[119].

L’idroelettrico è oggi uno dei mezzi più efficaci dal punto di vista dei costi per la generazione di elettricità e spesso, quando disponibile, è il metodo preferibile: in Norvegia, ad esempio, il 99% dell'elettricità proviene dall'energia idroelettrica. La più grande centrale idroelettrica del mondo è la diga delle Tre Gole, in Cina, da 22,5 GW. Produce da 80 a 100 TWh all'anno, sufficienti a rifornire tra 70 e 80 milioni di famiglie.

Nel panorama attuale, l’idroelettrico si distingue da alcune delle altre fonti rinnovabili per la possibilità che offre di differire nel tempo la produzione di energia, come nel caso in cui le centrali abbiano un bacino o invaso che può essere una struttura artificiale, un’opera di sbarramento della sezione del corso d’acqua, come ad esempio una diga o naturale nel caso di laghi, che hanno lo scopo di contenere una notevole massa d'acqua. Più dettagliatamente, è l'area che con i suoi deflussi superficiali contribuisce alla portata attraverso un'assegnata sezione del corso d'acqua, (nel caso di centrali con bacino), con evidenti effetti sulla stabilizzazione della rete elettrica; in secondo luogo, come mostrato nella figura seguente, insieme all’eolico, è la tecnologia energetica che presenta il più basso valore di carbon-intensity (cioè la quantità di CO_2 necessaria alla produzione di 1 kWh di energia elettrica durante la vita utile dell’impianto).

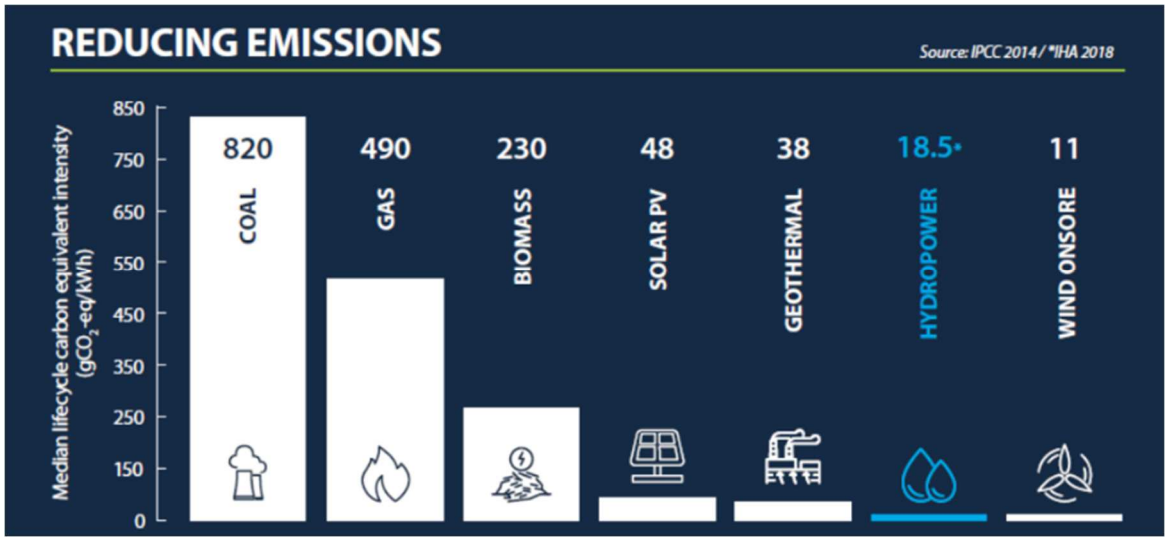


Figura 5-23 - Emissioni equivalenti di gas serra[120].

A livello mondiale, la capacità idroelettrica è destinata ad aumentare del 17%, pari a 230 GW, tra il 2021 e il 2030: tuttavia, tale valore dovrebbe risultare diminuito del 23% rispetto al decennio precedente: tale contrazione è dovuta al rallentamento dello sviluppo di progetti in Cina, America Latina ed Europa, fenomeno parzialmente compensato dall'aumento della crescita di potenza installata in Asia-Pacifico, Africa e Medio

[118] 2022 Hydropower Status Report Sector trends and insights, 2022. https://www.hydropower.org/publications/2022-hydropower-status-report (accessed October 5, 2022).

[119] Hydropower Special Market Report, Paris, 2021. https://www.iea.org/reports/hydropower-special-market-report (accessed October 5, 2022).

[120] A. Kumar, T. Schei, A. Ahenkorah, R. Caceres Rodriguez, J.-M. Devernay, M. Freitas, D. Hall, A. Kilingtveit, Z. Liu, Hydropower, in: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Cambridge University, 2011.

Oriente. Secondo le previsioni IEA, la Cina è destinata comunque a rimanere il maggiore mercato dell'idroelettrico entro il 2030, con nuove installazioni che conteranno per circa il 40 % di quelle attese a livello globale [121]. Così come in Italia ed in Europa in genere, anche in Cina la contrazione nel numero di nuove installazioni è legata al graduale esaurimento dei siti in grado di generare un certo profitto e allo sviluppo di una maggiore sensibilità ambientale, in seguito tradotta in espliciti precetti normativi a tutela del paesaggio e degli ecosistemi.

Tecnologia idroelettrica, prestazioni e costi

Il principio di base dell'energia idroelettrica è l'utilizzo dell'energia potenziale delle masse di acqua al fine di produrre lavoro meccanico attraverso l'azionamento di turbine. Le turbine collegate ad alternatori a loro volta producono energia elettrica. È possibile definire alcune categorie di impianti idroelettrici.

- centrali ad acqua fluente, realizzate lungo il corso di un fiume, la cui portata viene parzialmente derivata e convogliata alle turbine tramite sbarramenti e opere di presa sfruttando un salto disponibile tra due livelli e senza l'utilizzo di condotte forzate (condotte in pressione); in questo tipo di impianti la potenza è data dal dislivello disponibile e dalla portata del fiume ed è per questo che possono erogare un servizio energetico di base e non consentono la regolazione della potenza elettrica erogata;
- centrali a bacino, in cui un serbatoio a monte viene utilizzato per accumulare volumi di acqua da convogliarsi, attraverso canali a pelo libero e condotte forzate, verso le turbine. Il serbatoio (invaso) può essere naturale o artificiale e utilizzare una diga. La presenza dell'invaso permette un prelievo di acqua con cadenze programmate per fare fronte a specifiche richieste nel tempo di energia elettrica; normalmente si tratta di impianti di taglia medio-grande, in grado di assicurare l'erogazione di portate nominali per diverse ore;
- nel caso l'impianto sia dotato esclusivamente di un bacino di monte e un bacino di valle (senza, dunque, una componente "fluente"), la centrale viene detta centrale idroelettrica a ciclo chiuso o anche stazione di pompaggio;
- centrali ad accumulo (centrali a pompaggio), in cui, oltre ad un bacino a monte, si ha un serbatoio a valle, dal quale l'acqua può essere riconvogliata nel bacino di monte mediante una stazione di pompaggio nei momenti in cui sia disponibile energia elettrica non diversamente utilizzabile dalla rete elettrica.

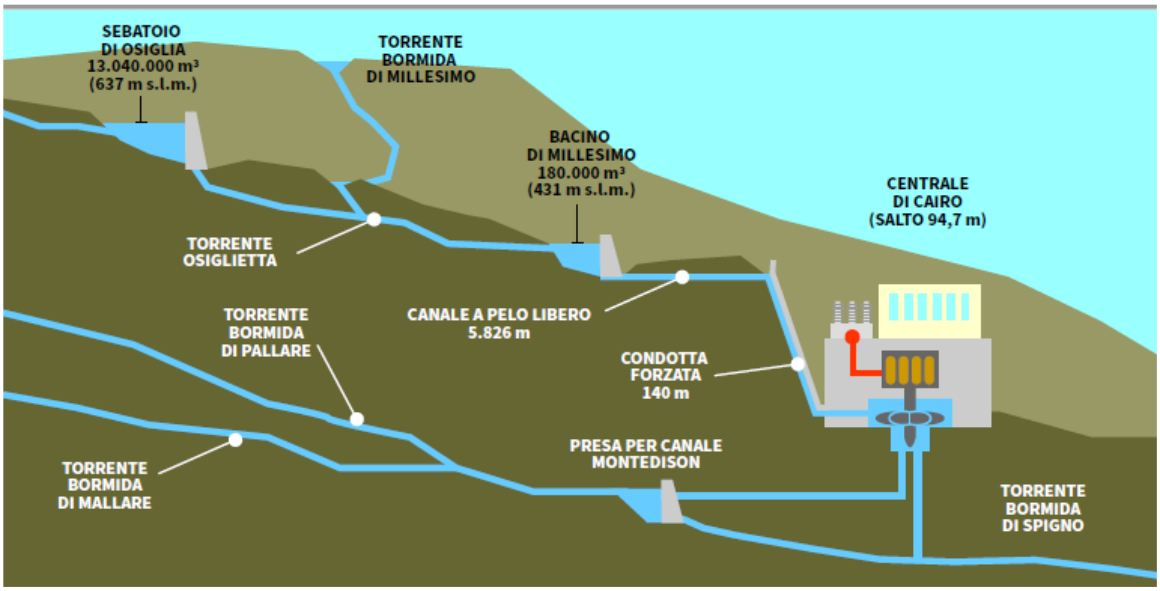


Figura 5-24 - Esempio di Centrale con invaso – Cairo Montenotte (SV). Fonte: Tirreno power.

[121] Hydropower Special Market Report Analysis and forecast to 2030, 2022. https://www.iea.org/reports/hydropower-special-market-report/executive-summary.

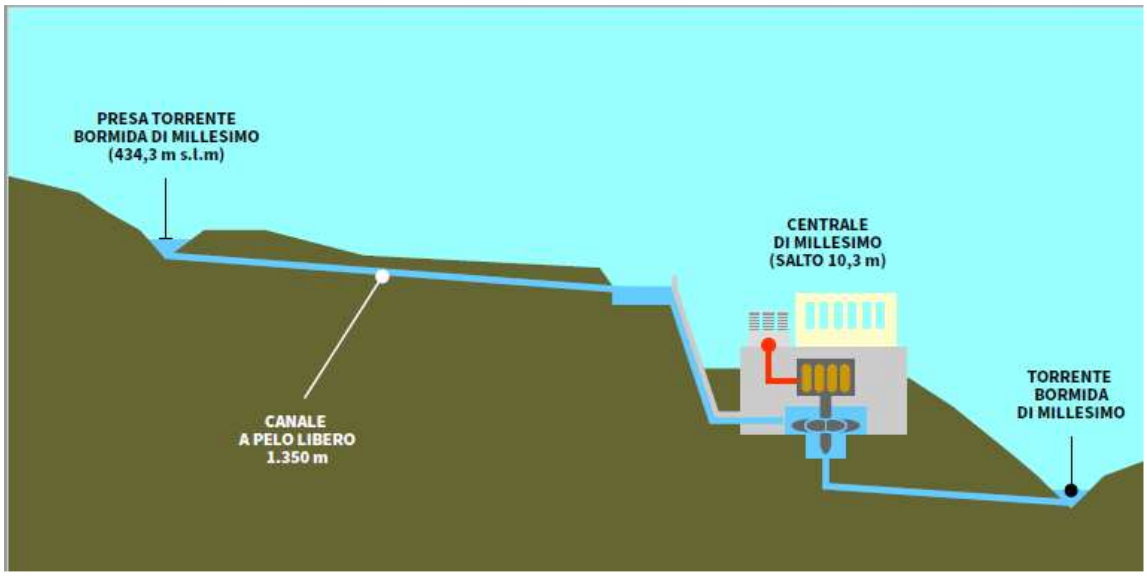


Figura 5-25 – Esempio di Centrale ad Acqua Fluente – Millesimo (SV). Fonte: Tirreno power.

È possibile, e spesso utile, distinguere gli impianti in base alla potenza nominale che sono in grado di erogare, definendo le seguenti categorie [122].

- micro impianti idroelettrici: impianti con potenza inferiore a 100 kW, caratterizzati da un impatto delle opere civili molto limitato e a loro volta distinti dal cosiddetto pico-idroelettrico, tipicamente destinato all'autoconsumo e basato su impianti di taglia inferiore ai 5kW;
- mini impianti idroelettrici: impianti con potenza compresa tra 100 kW e 1 MW, normalmente ad acqua fluente e caratterizzati da un alto *capacity factor* (o fattore di utilizzo);
- piccoli impianti idroelettrici: impianti con potenza compresa tra 1 MW e 10 MW, basati sull'utilizzo di turbine Francis, Kaplan o cross-flow, analoghi per caratteristiche costruttive agli impianti di dimensione maggiore ma concepiti per elaborare portate d'acqua inferiori;
- grandi impianti idroelettrici: sistemi caratterizzati da potenze nominali superiori ai 10 MW, che producono la maggior parte dell'energia idroelettrica italiana.

Il dispositivo per la conversione dell'energia idraulica in energia meccanica è la turbina: ne esistono di diverso tipo e la scelta della soluzione più opportuna è funzione del salto disponibile e della portata; in ogni caso, esse sono formate da una parte fissa e da una mobile collegata al generatore elettrico. Il distributore è la parte fissa della turbina: la sua funzione è quella di convertire parzialmente o completamente l'energia di pressione in energia cinetica e regolare la portata. Se tutta l'energia di pressione è trasformata in energia cinetica, si parla di macchine ad "azione", viceversa ci si riferisce a macchine con un assegnato "grado di reazione". Il numero di giri specifico (o caratteristico) n_s caratterizza infine macchine della stessa tipologia e geometricamente simili, attraverso i parametri prestazionali velocità di rotazione n, potenza P, salto H.

$$n_s = nP^{0,5}H^{1,25}$$

È possibile distinguere tre principali tipologie di turbine idraulica:

- turbine Pelton. Dotate di uno o più ugelli, le turbine Pelton presentano pale denominate cucchiai, all'uscita delle quali la velocità dell'acqua è quasi nulla; il loro utilizzo tipico è su salti d'acqua dai 50 ai 1.300 m totali e, con riferimento alla terminologia introdotta, si tratta di macchine ad azione;
- turbine Francis. Dotate di un distributore a pale regolabili e di una girante a pale fisse, le turbine Francis sono macchine a reazione e l'acqua al loro interno si muove come in una condotta a pressione: per questo, rispetto alle turbine ad azione, in questo caso la cassa a spirale ha invece dimensioni notevoli;

122 N. Fergnani, V. Chiesa, Studio sulla classificazione degli impianti idroelettrici, 2018. https://www.elettricitafutura.it/public/editor/Position_Paper/2018/Allegato - Energy Strategy Group.pdf.

queste turbine, utilizzate per salti tra i 10 e i 350 m, sono normalmente alimentate radialmente, con lo scarico che avviene invece nella direzione assiale;

- turbine Kaplan. Si tratta di turbine a reazione nelle quali il flusso segue una direzione assiale; dotate nella girante di pale regolabili e nel distributore di pale che possono essere fisse o regolabili, le turbine Kaplan sono utilizzate di norma in presenza di bassi salti e portate consistenti.



Figura 5-26 - Sala macchine con turbine Francis presso impianto TirrenoPower sul Fiume Roia presso Ventimiglia (IM).

La produzione di energia idroelettrica è caratterizzata da costi operativi abbastanza bassi: le spese di manutenzione e quelle per il normale funzionamento degli impianti sono infatti piuttosto contenute, se paragonate a quelle di impianti di diverso tipo [123].

Il costo "*levelized*"[124] dell'energia idroelettrica, a differenza di quello relativo ad altre fonti rinnovabili, è risultato piuttosto costante negli ultimi anni: si tratta infatti di tecnologie mature e con margini per la riduzione dei costi molto limitati. Secondo dati IRENA [125]], il valore dell'LCOE relativamente ad impianti di grandi dimensioni e situati in contesti particolarmente favorevoli per ciò che riguarda la disponibilità di risorsa idrica, può essere ridotto fino a 0,02 €/kWh; in realtà, il costo medio globale riferito agli impianti realizzati nel 2019 risulta di poco inferiore ai 0,05 €/kWh. Impianti di grandi dimensioni realizzati nel presente decennio in Cina e Brasile presentano LCOE pari a circa 0,04 €/kWh; questo valore sale a 0,08 €/kWh in Nord America e a 0,12 €/kWh in Europa; per ciò che riguarda i piccoli impianti (potenza nominale tra 1 e 10 MW), l'LCOE varia tra 0,04 €/kWh in Cina, 0.06 €/kWh in India e Brasile e 0,13 €/kWh in Europa.

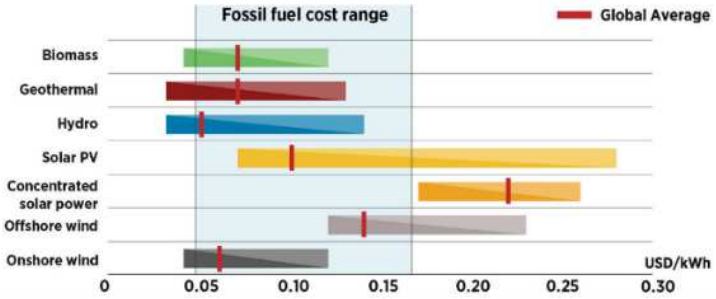


Figura 5-27- LCOE medio di alcune fonti di energia rinnovabile nel 2017 (© IRENA 2018 [126]).

[123] Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022, 2022. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf.

[124] LCOE: Levelized Cost of Energy esprime il costo complessivo di produzione del MWh ed è lo strumento utilizzato per confrontare le diverse tecnologie di generazione elettrica.

Power Generation Cost - Hydropower, International Renewable Energy Agency (IRENA). (n.d.). https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs/Hydropower.

[126] Renewable Power Generation Costs in 2017, 2018. https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017.

Come evidente, oltre che dall' area geografica, i costi di produzione di energia idroelettrica dipendono anche dalla taglia dell'impianto: lo dimostra anche il report realizzato da Trinomics per la Commissione Europea nel 2020 [127]. Prendendo in considerazione più tecnologie (ad acqua fluente e con bacino), viene infatti registrato un LCOE compreso tra 0,06 e 0,08 €/kWh per impianti di grandi dimensioni realizzati negli anni 2008-2018 nei Paesi EU27; impianti di taglia inferiore ai 10 MW presentano nello stesso intervallo di tempo costi variabili tra 110 €/kWh e 123 €/kWh.
In generale, poiché la natura dell'impianto è intrinsecamente legata alle caratteristiche del sito, non è insolito trovare progetti con costi al di fuori degli intervalli che sono stati presentati.

Idroelettrico in Italia e Liguria

L'energia idroelettrica ricopre in Italia, storicamente, un ruolo strategico: se in passato costituiva la quasi totalità dell'energia rinnovabile prodotta nel nostro Paese, oggi la sua importanza relativa è andata diminuendo, sia per un sempre minor numero di nuove installazioni al di sopra di una certa taglia, sia per il crescente contributo produttivo proveniente dalle altre fonti rinnovabili.
Su base nazionale, il settore idroelettrico ha contribuito nel 2021 al 16 % dell'energia elettrica prodotta in Italia, per un totale di 47.478 GWh, in calo circa del 4 % rispetto all'anno precedente [128], a testimoniare una variabilità intrinsecamente legata alla disponibilità della risorsa idrica, come più diffusamente presentato nel seguito. Attualmente in Italia sono presenti 4.709 impianti idroelettrici per un totale di 21.791 MW nominali (Figura 5-28): il maggior contributo alla produzione deriva dalle regioni dell'arco alpino e, in misura minore, da alcune zone del centro Italia, come Abruzzo e Umbria; come mostra il grafico di Figura 5-30, la produzione nazionale è quasi esclusivamente basata su impianti di grande taglia, nonostante quasi 8 impianti su 10 siano di potenza inferiore ai 10 MW nominali.

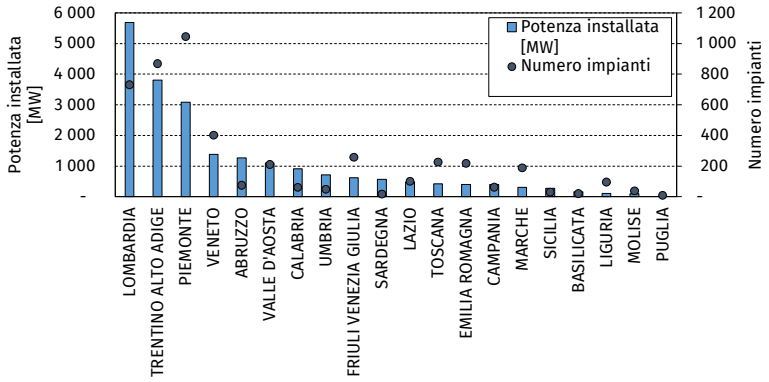


Figura 5-28 - Centrali idroelettriche in Italia: numero di impianti e potenza installata (elaborazione UNIGE su dati TERNA).

In Liguria la produzione di energia da fonti rinnovabili è al di sotto della media nazionale: prendendo come riferimento nuovamente i dati Terna del 2021, si nota come la nostra regione sia la prima per percentuale di energia elettrica prodotta da fonte termoelettrica (84,4%, a fronte di una media nazionale pari al 65,6%) e come l'idroelettrico contribuisca soltanto un terzo rispetto alla media nazionale (6,0 % a fronte di una media nazionale pari al 16,4%).

[127] T. Badouard, D. Moreira de Oliveira, J. Yearwook, P. Torres, Final Report Cost of Energy (LCOE) Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments, Rotterdam, 2021. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-10/final_report_levelised_costs_0.pdf.
[128] Pubblicazioni Statistiche, Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A. (n.d.). https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche.

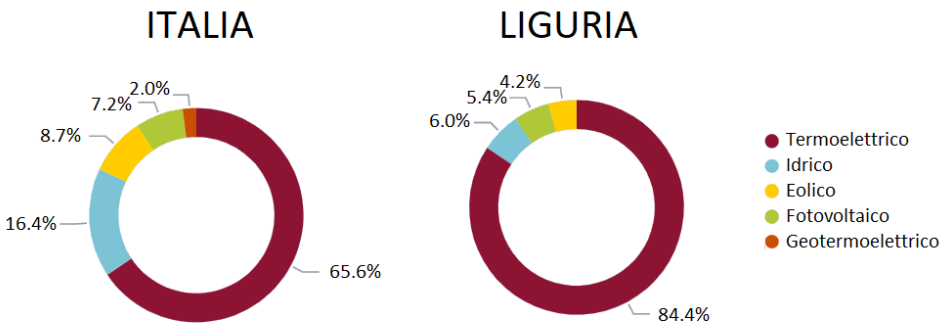


Figura 5-29 - Produzione di energia elettrica per fonte, 2021.

Più nel dettaglio, in Liguria sono presenti 95 impianti per un totale di 111 MW nominali: solo il 3% di questi ha potenza minore di 20 kW, mentre il 40 % delle installazioni ha potenza compresa tra 20 e 200 kW; sistemi di taglia maggiore, entro 1 MW ed entro 10 MW, rappresentano rispettivamente il 31 ed il 24 % del totale, mentre risultano solo 2 impianti di taglia maggiore di 10 MW. La potenza installata è riconducibile in gran parte agli impianti tra 1 e 10 MW (Figura 5-30).

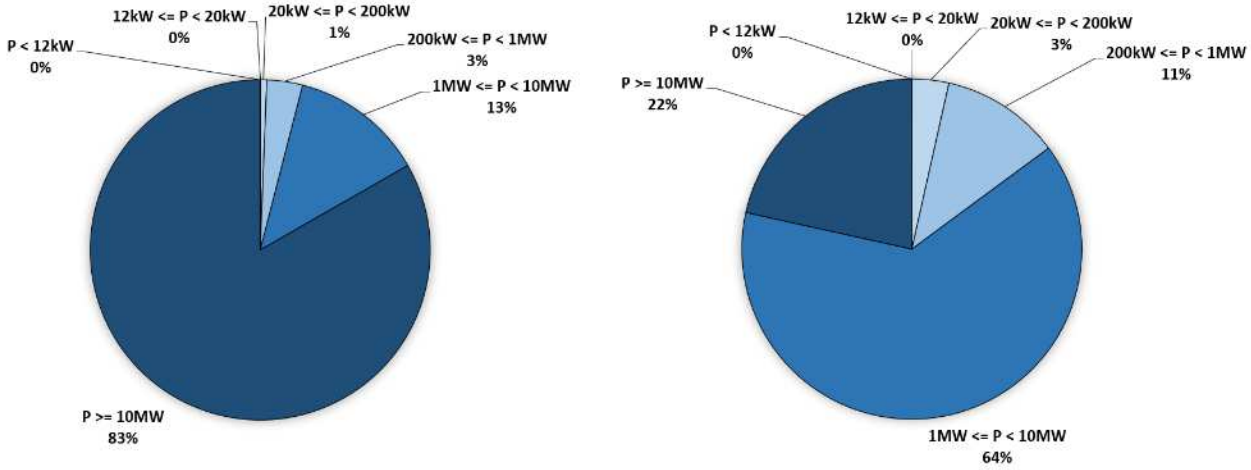


Figura 5-30 - Percentuale di potenza installata per taglia impianto, Italia e Liguria (elaborazione UNIGE-DIME da [129]).

In Liguria, così come in Italia, il settore idroelettrico sperimenta ormai da circa 60 anni una crescita costante, ma molto lenta in termini di potenza installata; ancora più lento è l'incremento di energia generata. Ciò è dovuto ad un sostanziale esaurimento dei bacini idrici adatti alla realizzazione di impianti di grande taglia che, come visto, sono i responsabili della produzione della maggior parte di energia; in secondo luogo, è evidente che la normativa attuale pone limiti più vincolanti alla realizzazione di nuove opere (ad esempio dighe), rispetto a quella in vigore negli anni di costruzione della maggior parte degli impianti. A proposito di questo, un tema di particolare interesse per il futuro è quello dell'invecchiamento del parco idroelettrico italiano: con un'età media pari a circa 70 anni [130] e, in ogni caso, più del 70% degli impianti realizzato almeno 40 anni fa [131], si ha una inevitabile progressiva perdita di producibilità nel tempo; in particolare, gli impianti medio-grandi, afflitti anche da problematiche relative a vincoli ambientali, competizione nell'uso della risorsa

129 Consistenza eolico, Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A. (2022). https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/fonti-rinnovabili (accessed September 28, 2022).

130 A. Marangoni, Idroelettrico, per il rilancio bisogna cambiare passo, Rinergia - Ambiente e Risorse, Punto per Punto. (2018). https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/33118/Idroelettrico,+per+il+rilancio+bisogna+cambiare+passo/Marangoni#:~:text=L'età media del parco, 2.300-2.400 degli ultimi anni.

131 Le concessioni idroelettriche in Italia: incertezze e opportunità per il rilancio del Paese, 2022. https://a2a-be.s3.eu-west-1.amazonaws.com/a2a/2022-04/220419-Comunicato%20Stampa-concessioni-idroelettriche.pdf (accessed September 28, 2022).

e necessità di manutenzioni straordinarie, hanno visto la loro producibilità calare dalle circa 3000/4000 ore/anno degli anni Sessanta alle attuali 2300/2400. D'altra parte, come ben evidenziato nel citato report realizzato da The European House – Ambrosetti, gli investimenti necessari ad ammodernare il parco impianti saranno difficilmente sbloccati nei prossimi anni dal momento che gli attuali concessionari ritengono che non sarebbe adeguatamente riconosciuto loro lo sforzo economico eventualmente compiuto: in Italia, infatti, se si prendono in considerazione le grandi concessioni idroelettriche, queste, quando non sono già scadute, lo saranno per l'86% entro il 2029.

Normativa e concessioni[132]

La materia complessiva delle derivazioni per usi idroelettrici tocca trasversalmente competenze statali e competenze concorrenti statali e regionali. Si tratta di concessione di utilizzo di un bene demaniale quale l'acqua (cfr. art. 822 cod. civ.; art. 144 del D. Lgs. n. 152/2006), la cui titolarità è dello Stato.

Ai sensi dell'articolo 117, secondo comma Cost, allo Stato compete, in via esclusiva, la potestà legislativa per la "tutela dell'ambiente, dell'ecosistema" e l'art.144 del D.Lgs. 152/2006 esplicitamente inquadra in questo contesto la disciplina degli usi delle acque.

Appartiene invece alla potestà legislativa concorrente tra Stato e regioni, ai sensi dell'articolo 117, terzo comma Cost., la materia della "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia".

Per il diritto dell'UE, la gestione di centrali idroelettriche per la generazione di energia idroelettrica costituisce un servizio fornito dietro retribuzione ai sensi della Direttiva servizi 2006/123/UE (cd. direttiva Bolkenstein) e del Trattato sul funzionamento dell'UE (TFUE), articolo 49, sulla libertà di stabilimento e articolo 57, sulla definizione di servizi.

Sulla disciplina italiana (e anche sulle discipline di vari altri Stati membri), la Commissione UE, per diversi anni, ha espresso i suoi rilievi, evidenziando problemi di incompatibilità con l'articolo 12 della citata direttiva e con il diritto alla libertà di stabilimento garantito dall'articolo 49 e 57 del TFUE.

Nel corso degli anni, la disciplina delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche è stata dunque considerevolmente riformata, dapprima dalla legge 27 dicembre 2017, n. 205 (legge di bilancio 2018, articolo 1, comma 833) e dal decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135 (convertito, con modificazioni, in L. n. 12/2019), e, da ultimo dalla Legge sulla concorrenza 2021, Legge n. 118/2022.

Appare peraltro opportuno ricordare che con il decreto-legge n. 21/2022, nell'ambito della disciplina della cd. "golden power", si mette a regime, a decorrere dal 1° gennaio 2023, l'obbligo di notifica anche degli acquisti, a qualsiasi titolo, di partecipazioni di controllo da parte di soggetti appartenenti all'Unione europea, in diversi settori strategici quali l'energia, tale da determinare l'insediamento stabile dell'acquirente.

All'interno dei beni e i rapporti di rilevanza strategica per l'interesse nazionale, rientrano anche le concessioni, comunque affidate, incluse le concessioni di grande derivazione idroelettrica, demandando ad un decreto del Presidente del Consiglio dei ministri.

L'articolo 12, comma 1 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica) prevede che, alla scadenza delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche e nei casi di decadenza o rinuncia, le opere di cui all'articolo 25, primo comma, del testo unico di cui al regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, passano, senza compenso, in proprietà delle regioni, in stato di regolare funzionamento.

Il sopra citato articolo 12, al comma 1 ter, demanda alle regioni la disciplina delle modalità e delle procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico, nel rispetto dell'ordinamento dell'Unione europea e dagli accordi internazionali, nonché dei princìpi fondamentali dell'ordinamento statale e delle disposizioni di cui al suddetto articolo.

Quanto alle regioni a statuto ordinario, la disciplina quadro nazionale delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche, contenuta nell'articolo 12 del sopra menzionato decreto legislativo, è stata considerevolmente riformata dal decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135 (convertito, con modificazioni, in L. n. 12/2019).

Il decreto, facendo salve le competenze delle province autonome di Trento e di Bolzano e delle regioni a statuto speciale ai sensi dei rispettivi statuti e delle relative norme di attuazione, ha disposto a favore delle

[132] Fonte di riferimento: Camera dei Deputati,

regioni – già competenti al rilascio delle concessioni - il trasferimento della proprietà delle opere idroelettriche alla loro scadenza e nei casi di decadenza o rinuncia alle concessioni stesse.
Sono in particolare, traferite alle regioni, una volta cessata la concessione:
- le cd. "opere bagnate" (dighe, condotte forzate, canali di scarico, etc.) a titolo gratuito.
In caso di esecuzione da parte del concessionario, a proprie spese e nel periodo di validità della concessione, di investimenti sui predetti beni, purché previsti dall'atto concessorio o comunque autorizzati dal concedente, si applica, per la parte di bene non ammortizzato, un indennizzo al concessionario uscente pari al valore non ammortizzato e fatti salvi gli oneri di straordinaria manutenzione sostenuti.
- le cd. "opere asciutte" (beni materiali), con corresponsione di un prezzo da quantificare al netto dei beni ammortizzati, secondo dati criteri.
La legge di bilancio 2018, come modificata dalla successiva legge di bilancio 2020 (legge n. 160/2019, articolo 1, comma 77) ha poi prorogato di diritto fino al 31 dicembre 2023 le concessioni con scadenza anteriore a tale termine, e quelle già scadute, per il periodo utile al completamento delle procedure di evidenza pubblica e comunque non oltre la data indicata.
Da ultimo, la legge sulla concorrenza 2021 ha prorogato il termine del 31 dicembre 2023 al 31 dicembre 2024.

Incentivi
Gli incentivi per la produzione di energia da impianti idroelettrici sono previsti dal cosiddetto FER1 DM 4 luglio 2019.
Il FER1 è la normativa che ha regolato i finanziamenti dei nuovi impianti per la produzione di energie rinnovabili (fotovoltaico e idroelettrico).
Sono ammessi agli incentivi statali solo gli impianti idroelettrici in possesso di determinati requisiti che consentano la tutela dei corpi idrici.
La valutazione di questa conformità avviene in base a una da parte del Sistema nazionale per la protezione dell'ambiente (Ispra, Arpa, Appa).

- Gruppo B: comprende gli impianti: idroelettrici di nuova costruzione, integrale ricostruzione (esclusi gli impianti su acquedotto), riattivazione o potenziamento;
- Gruppo C: comprende gli impianti oggetto di rifacimento totale o parziale: idroelettrici.

Potenziale idroelettrico in Liguria
La situazione e le prospettive al 2030 in Liguria sono sovrapponibili a quelle nazionali per ciò che riguarda il potenziale idroelettrico: I bacini imbriferi ed i fiumi o torrenti che presentino caratteristiche adatte allo sfruttamento dell'energia idraulica per la produzione di elettricità sono già utilizzati a tale scopo da molti anni: per questo motivi, si ritiene che i margini, di fatto molto limitati, per aumentare la quota di energia idroelettrica in Liguria siano definiti dai due punti seguenti.
In primo luogo, è importante tenere in considerazione l'età media avanzata degli impianti: il grafico sottostante (Figura 5-31) mostra gli impianti attualmente gestiti da Tirreno Power in Liguria raggruppati per anno di inizio servizio ed evidenzia come, ad eccezione della centrale di Osiglia (che utilizza comunque una diga realizzata negli anni Trenta del secolo scorso), la totalità delle centrali è antecedente al 1948; il campione, che non comprende il totale delle centrali liguri, è comunque rappresentativo della situazione attuale, coprendo l'82% della potenza idroelettrica efficiente al 2021. In riferimento a ciò, è indubbio che un benché minimo aumento dell'efficienza di produzione legato ad interventi di rinnovamento/revamping sarebbe auspicabile nel prossimo futuro: uno studio Althesys del 2018individua su scala nazionale gli impianti che necessitano di tali azioni (circa un terzo del totale entro il 2030) e quantifica in 5.772 MW (su 18,5 GW attualmente installati) l'aumento di potenza disponibile che si potrebbe ottenere con interventi su turbine/parti meccaniche, ma soprattutto sulle cosiddette opere bagnate, come messa in pressione di canali e gallerie, manutenzione condotte forzate o sostituzione con diametri maggiori.

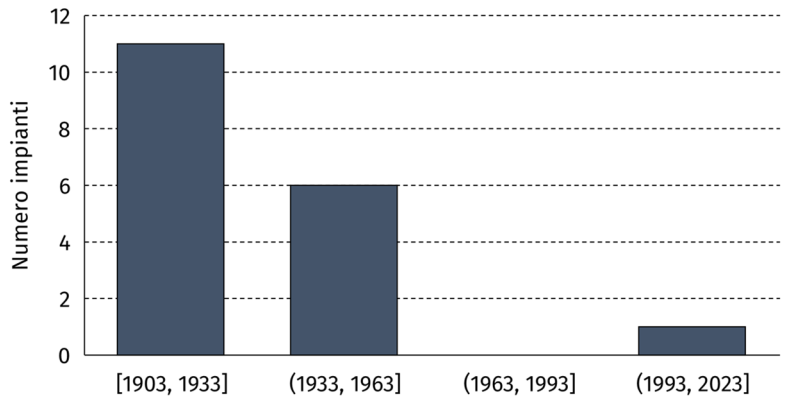


Figura 5-31 - Impianti liguri gestiti da Tirreno Power e loro anno di inizio servizio.

Un secondo fattore da tenere in considerazione riguarda invece la sempre minore disponibilità della risorsa idrica, che si traduce in un ridotto numero di ore equivalenti di funzionamento di un impianto: la portata del fenomeno, che risulta da processi di cambiamento climatico in atto su scala globale, è riscontrabile anche analizzando semplici dati regionali come la potenza efficiente di impianti idroelettrici ed il *capacity factor* medio annuo. Il *capacity factor*, come è noto, è definito come il rapporto tra l'energia prodotta in un intervallo di tempo (un anno) e l'energia che, in regime nominale, lo stesso impianto produrrebbe operando continuativamente tutte le ore dell'anno. La Figura 5-32 mostra come il *capacity factor* nel periodo 2000-2021, sia caratterizzato da un andamento decrescente in Liguria, anche qualora si escludesse il periodo successivo all'alluvione dell'ottobre 2020, che ha causato ingenti danni alla centrale di Bevera.

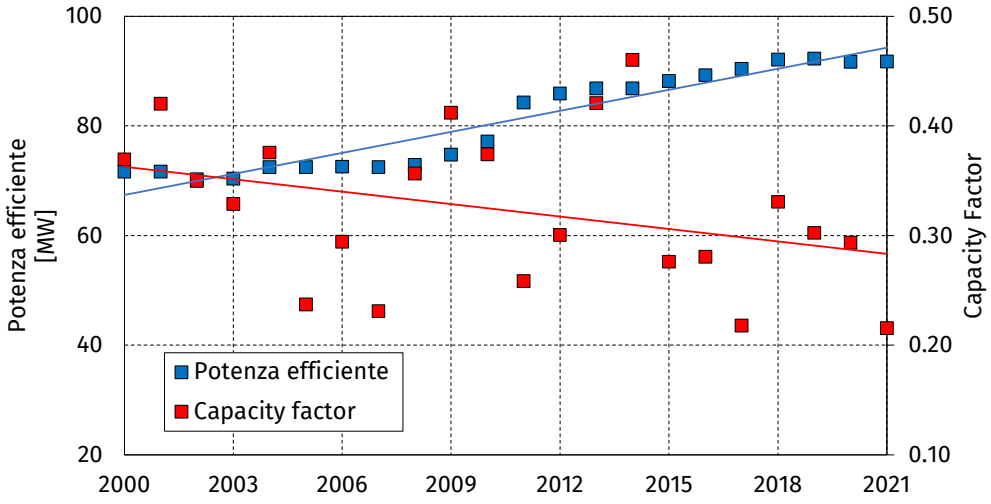


Figura 5-32 - Potenza efficiente e capacity factor di impianti idroelettrici in Liguria (elaborazione UNIGE da dati TERNA).

In generale, non mancano ricerche e studi che suggeriscano come il deflusso nei fiumi dell'Europa meridionale e orientale, soprattutto d'estate, sia diminuito nel corso degli anni: la stessa stagionalità dei flussi fluviali è destinata a cambiare nel corso dei prossimi decenni, che vedranno un aumento degli eventi meteo considerati oggi estremi; fra gli effetti di ciò, dove le precipitazioni passeranno dalla neve alla pioggia, si avrà che i picchi di flusso primaverili ed estivi si sposteranno all'inizio della stagione, mentre, anche per le regioni d'Europa in cui ci si aspetta un aumento dei flussi annuali, quelli estivi sono destinati a diminuire [133]. Il territorio nazionale è ovviamente esposto agli effetti di tali fenomeni, come dimostrano le conseguenze devastanti del periodo di prolungata siccità nel 2022 in vari settori produttivi, compreso quello dell'energia:

133 G. Forzieri, L. Feyen, R. Rojas, M. Flörke, F. Wimmer, A. Bianchi, Ensemble projections of future streamflow droughts in Europe, Hydrol Earth Syst Sci. 18 (2014) 85–108. https://doi.org/10.5194/hess-18-85-2014.

la perdita di produzione di energia idroelettrica sui corpi idrici principali è attesa pari a circa il 60%, con punte del 70/75% sui corpi idrici secondari [134]
A complicare lo scenario per quanto riguarda l'eventuale realizzazione di nuovi invasi e opere bagnate concorre in Liguria anche la scadenza nel presente decennio di gran parte delle concessioni idroelettriche, circostanza che frena gli attuali detentori delle licenze ad effettuare investimenti sugli impianti che gestiscono.

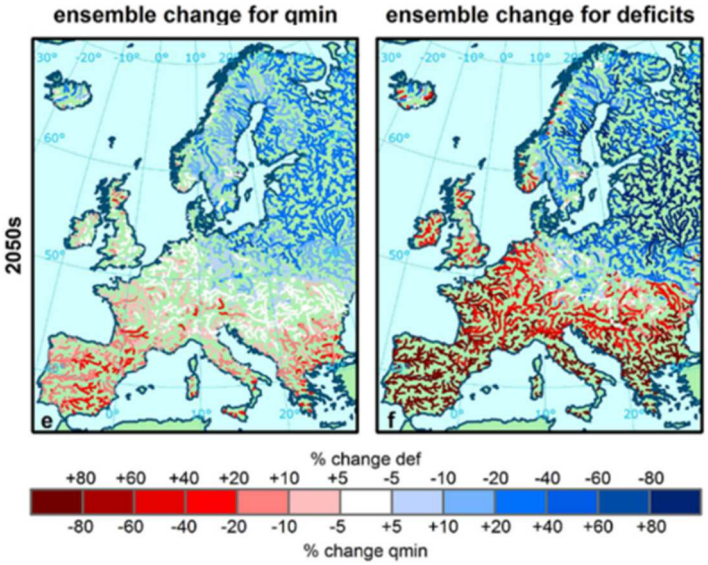


Figura 5-33 - Variazione media della portata minima e del deficit idrico volumetrico rispetto alla serie 1961-1990.

In ragione di quanto sopra esposto, ci si attende che la produzione di energia idroelettrica nei prossimi anni in Liguria rimanga sostanzialmente invariata attestandosi sui valori attuali all'anno 2022; non si esclude tuttavia un potenziale residuale attraverso applicazioni di piccola taglia anche in ambito acquedottistico.

Azioni per lo sviluppo dell'idroelettrico
La Regione, al fine di sostenere lo sfruttamento dell'idroelettrico di piccola taglia in Liguria, nel pieno rispetto e compatibilità con la tutela dell'ambiente e il raggiungimento e mantenimento degli obiettivi di qualità delle acque ai sensi della direttiva 2000/60/CE, intende attivare un set di misure conoscitive.
In linea con gli indirizzi di politica nazionale (Proposta di PNIEC) e comunitaria che attribuiscono al settore idroelettrico una valenza strategica nel contribuire al conseguimento degli obiettivi energetici al 2020 e 2030, pur dando atto delle criticità correlate al grado di sfruttamento dei corpi idrici e delle caratteristiche del territorio Ligure, dell'aumento della siccità degli ultimi anni e dei nuovi criteri di valutazione delle istanze di concessione introdotti dalla Direttiva Derivazioni, si evidenzia la necessità di prevedere un pur moderato ulteriore sviluppo della producibilità idroelettrica a livello regionale, anche mediante l'aumento del numero di nuovi impianti di piccole dimensioni.
È in corso una manutenzione evolutiva del servizio di inserimento ed estrazione delle misure e stime di acqua derivata dai punti presa volta a consentire attività sistematiche di controllo e verifica di quantitativi d'acqua prelevati attraverso la banca dati delle derivazioni di GenioWeb.

5.2.4 Biogas

Introduzione
Negli ultimi anni si è affermato il principio secondo cui i Rifiuti Solid Urbani (RSU) siano una fonte rilevante di materie prime da estrarre e riutilizzare; pertanto, il modello di gestione del ciclo dei rifiuti si è largamente

[134] N. Bisson, Assoidroelettrica: "Chiuderemo l'anno con -60% di produzione," EMME - Il Mondo Dell'industria Meccanica. (2022). https://www.emmedimeccanica.com/assoidroelettrica-chiuderemo-lanno-con-60-di-produzione/#gref.

evoluto passando dal modello di "raccolta e trasferimento in discarica" a quello di "raccolta con differenziazione all'origine (raccolta differenziata) e trattamento in impianti specifici" al fine di minimizzare la parte utilizzabile da conferire in discarica.
Questo cambiamento di paradigma abbraccia i concetti di economia circolare, alla base del quale vi è il riciclo di materiali e risorse che devono essere re-immessi nel circuito economico, e quello di sostenibilità ambientale visto che le discariche hanno rappresentato un emblema di un modello non sostenibile dal punto di vista ambientale.
Molti dei rifiuti solidi urbani, es. carta, vetro, metalli, plastica, etc., possono essere riciclati al fine di ottenere materie prime da re-introdurre nei circuiti produttivi. Discorso simile può essere anche effettuato per la frazione organica dei rifiuti che può essere sfruttata, mediante alcuni processi, per la produzione di energia e compost da utilizzare in ambito agricolo.

Produzione di Biogas

Nell'ambito del trattamento della frazione umida di RSU si sta affermando in modo rilevante il processo di digestione anaerobica che consente di recuperare sia materia (compost) che energia (biogas). Tale processo è caratterizzato da aspetti chimico – fisici, biochimici, microbiologici e cinetici che caratterizzano le diverse fasi della digestione anaerobica: l'idrolisi, l'acidogenesi, acetogenesi e la metanogenesi[135].
I processi anaerobici possono essere suddivisi in base al numero di fasi (una o due), al regime termico (mesofilia o termofilia), al tipo di rifiuto trattato ed al tenore di solidi contenuti nel rifiuto[135].
Partendo dalla frazione umida, la prima fase del processo è costituita dall'*idrolisi* in cui batteri idrolitici trasformano le macro-molecole organiche in monomeri solubili. Successivamente inizia l'*acidogenesi* in cui i monomeri solubili attraverso l'azione di batteri fermentativi vengono trasformati in acidi organici. Quindi inizia la fase di *acetogenesi* che mediante l'azione di batteri acetogeni consente la produzione di acetato sfruttando anche l'idrogeno e l'anidride carbonica prodotta nelle fasi precedenti. Infine, vi è la fase di metanogenesi che mediante l'azione di batteri acetoclasti e idrogenofili consente la produzione di metano.
Essendo i processi basati sull'azione di batteri, essi vanno effettuati a specifiche temperatura, tipicamente comprese tra i 30 e 60 °C a seconda del tipo di processo adottato e relativa fase.

Il contesto italiano

Mediamente, in Italia, la frazione umida degli RSU rappresenta il 36% del totale[136], seguita da carta con il 22% e plastica con il 13%. Altre tipologie di rifiuto hanno un peso inferiore. Sulla base di questi dati risulta fondamentale l'implementazione di un processo per la gestione della frazione umida. Secondo gli ultimi dati pubblicati da ISPRA nel 2020 il 43,2% della frazione umida è stata trattata in un processo di riciclaggio[136].
A livello nazionale vi è l'obiettivo di raggiungere il 65% in peso di raccolta differenziata degli RSU entro il 2035. Ad oggi la media è del 61% con una punta del 63% nel 2020, anno caratterizzato dal lock-down per l'emergenza COVID19. A seguito dell'incremento della raccolta differenziata vi è anche un aumento della frazione umida trattabile in appositi impianti di riciclaggio. Ciò ha determinato la costruzione di nuovi impianti di compostaggio o trattamento integrato aerobico/anaerobico nell'arco del 2020 (+14 unità rispetto al 2019) per il trattamento della frazione umida. Spesso gli impianti di compostaggio esistenti vengono convertiti in impianti per la digestione anaerobica[136].
Negli ultimi anni gli impianti di digestione anaerobica si stanno affermando come la soluzione più avanzata per il trattamento della frazione umida di RSU poiché consentono di *"soddisfare la maggiore richiesta di trattamento delle frazioni provenienti dalla raccolta differenziata al fine del loro recupero attraverso la produzione di ammendanti ma, anche, di contenere le emissioni e utilizzare il biogas generato e purificato, per la produzione di energia"*[136].
Con il progredire della raccolta differenziata aumentano proporzionalmente le quantità di frazione umida da trattare (+58,7% tra 2020 e 2011 in Italia), pertanto è necessario sviluppare adeguate soluzioni tecnologiche compatibili con i volumi da trattare e a basso impatto ambientale.
Nel 2020 il 46,8% della frazione organica degli RSU è stato trattato con trattamento integrato aerobico/anerobico, il 5,1% con processi di digestione anaerobica, ed il 48,1% in impianti di compostaggio.
La digestione anaerobica rappresenta la tecnologia più attrattiva poiché consente di abbinare al recupero di materia quello di energia, in quanto oltre alla produzione di digestato per uso agricolo consente di produrre

[135] ISPRA. Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi. Manuali e Linee Guida 13/2005
[136] https://www.isprambiente.gov.it/files2022/pubblicazioni/rapporti/rapportorifiutiurbani_ed-2021-n-355-conappendice_agg18_01_2022.pdf

biogas da utilizzare direttamente in impianti di generazione elettrica (es. turbine e/o motori a combustione interna) o cogenerazione. Negli impianti più moderni è possibile purificare il biogas rimuovendo CO_2 in eccesso in modo da trasformarlo in biometano ed immetterlo nella rete di distribuzione del gas naturale oppure destinarlo ad utilizzi per l'autotrazione[136].
Nel 2020 in Italia si sono prodotti circa 284 MNm^3 di biogas e 88 MNm^3 di biometano a seguito del trattamento integrato aerobico/anaerobico della frazione organica dei RSU[136]. Nello stesso anno, in impianti di digestione aerobica sono stati prodotti 73 MNm^3 di biogas e 5 MNm^3 di biometano.

Potenziale e strumenti in Liguria
Secondo i dati ISPRA aggiornati al 2020, in Liguria è presente un solo impianto, Cairo Montenotte (SV), di trattamento integrato aerobico/anerobico per il trattamento della frazione umida di RSU. Tale impianto ha processato circa 31 kt di frazione umida producendo 2,8 MNm^3 di biogas. L'impianto in questione ha trattato il 24% della frazione umida totale, per cui realizzando altri impianti la quantità potenziale di biogas potrebbe aumentare.
Già dal 2015 la pianificazione settoriale ligure in tema di rifiuti ha individuato la biodigestione anaerobica, seguita da una sezione di compostaggio aerobico, quale soluzione ottimale per il trattamento della FORSU, sulla base di valutazioni di carattere tecnico, ambientale ed economico, tra cui numerosi studi che evidenziano come tra le varie opzioni la digestione anaerobica, in particolare se seguita dall'immissione del biometano in rete, sia quella con il miglior bilancio energetico e di gas serra. La stessa Commissione Europea già nel 2010 valutava tale soluzione utile per aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti.
L'elaborazione dei piani d'area e d'ambito 2018 e il recente aggiornamento del Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti, approvato con DCR n. 11 del 129 luglio 2022, hanno, con ulteriore forza e crescente urgenza, confermato l'immediata necessità di impianti per il trattamento dell'organico, la cui raccolta sul territorio regionale è in rapida crescita e risulterà più che triplicata a regime rispetto ai dati 2013. Il soddisfacimento dei fabbisogni a regime sarà garantito, con congruo margine operativo, da 4 biodigestori pianificati, come da assetto impiantistico del Piano d'Ambito 2018, uno per Provincia.
L'unico già operativo è il citato impianto privato di Cairo Montenotte, ora integrato nella pianificazione pubblica, con capacità operativa fino a 60.000 t/anno di FORSU.
Già autorizzati sono inoltre il biodigestore imperiese, integrato nel nuovo Polo impiantistico di Colli (gara per la realizzazione conclusa – in corso affidamento – capacità operativa 36.000 t/anno) e quello spezzino, integrato nel polo di Saliceti (autorizzazione annullata dal TAR ed in attesa di sentenza del consiglio di Stato prevista per fine 2022 – capacità operativa 60.000 t/anno).
A completare il quadro vi è infine un biodigestore per l'area genovese, nel polo di Scarpino, la cui progettazione è meno avanzata (capacità operativa 50-60.000 t/anno).
Per questi tre biodigestori sono state presentate proposte a valere sui fondi PNRR (linea di investimento M2C1 – 1.1.B) e nella graduatoria provvisoria emanata dal MITE in data 30/9/2022 si collocano rispettivamente in 2° (IM), 14° (SP) e 16° (GE) posizione per il nord Italia.
Il biodigestore di Imperia sarà quindi sicuramente oggetto di finanziamento PNRR, mentre per quelli della Spezia e di Genova occorrerà attendere la graduatoria definitiva, con precisa allocazione delle risorse (fondi stanziati ad oggi per il nord Italia pari a 180 M €).
Secondo il Piano di Gestione Regionale di Gestione dei Rifiuti e delle Bonifiche di Regione Liguria, si prevede dunque il trattamento di circa 190 kt di frazione umida in impianti di digestione anaerobica entro il 2026. Ciò, ipotizzando una resa di biogas di 150 Nm^3/t[135], determinerebbe la produzione di circa 30 MNm^3 di biogas per anno.
Considerando che il Potere Calorifico Inferiore del Biogas da digestione anaerobica è pari a 23 MJ/Nm^3, contro i 32-40 MJ/Nm^3 del gas naturale[137], è possibile concludere che la produzione di biogas attesa è energeticamente equivalente a 16-20 MNm^3 di gas naturale.
In media il consumo annuo di gas naturale della Liguria è compreso tra 1 e 1,5 miliardi di m^3, pertanto il biogas, potrebbe contribuire a coprire lo 1-2 % del consumo di gas.
In termini energetici, ipotizzando che il biogas venga utilizzato in cogeneratori con efficienza combinata (elettrica+termica) di circa 80% (30% elettrica + 50% termica)[138], è possibile generare circa 150 GWh/anno,

[137] http://www.regione.piemonte.it/commercio/dwd/pubblicazioni/carburante/biometano.pdf
[138] https://www.biogasworld.com/news/biogas-chp-discover-technologies/

di cui 58 GWh di energia elettrica. Inoltre, ipotizzando un funzionamento di 5000 ore/anno è possibile stimare **in 12 MW la potenza elettrica da installare ed in 19 MW la potenza termica recuperata.**
Si evidenzia come la scelta per la costruzione di impianti di digestione anaerobica o trattamento integrato aerobico/anaerobico sia strettamente correlata alla strategia nel trattamento degli RSU, di cui la produzione energetica (biogas) sarà un *byproduct* ad alto valore aggiunto.

5.2.5 Smart grid

Introduzione
Secondo l'International Energy Agency (IEA), una smart grid è una rete elettrica integrata con tecnologie digitali avanzate per monitorare e gestire i flussi di energia elettrica provenienti da tutti gli impianti di generazione al fine di soddisfare la domanda degli utenti variabile nel tempo[139].
Una smart grid può essere immaginata come un sistema multilayer in cui sono presenti due layer: uno per la gestione della struttura fisica (rete elettrica) ed uno per la gestione di una infrastruttura digitale necessario per la raccolta ed elaborazione dei dati. Questi due layer sono collegati da una struttura di comunicazione che consente lo scambio di dati ed informazioni.
Il flusso di dati proviene dagli impianti, dagli utenti e da eventuali sensori che monitorano parametri che possono essere di interesse per la gestione della rete (es. parametri climatici). Queste informazioni vengono elaborate e processate al fine di ottimizzare il funzionamento della rete, minimizzare costi ed emissioni, massimizzare l'affidabilità del sistema.

Il ruolo delle Smart Grid nella diffusione delle RES
La massiccia diffusione di impianti a fonte rinnovabile distribuiti in modo capillare sul territorio nazionale ha comportato un cambio di paradigma nella concezione e gestione di reti elettriche. Prima dell'avvento delle rinnovabili, la rete elettrica era stata concepita per avere pochi punti di immissione, rappresentati da grossi impianti termoelettrici o idroelettrici, e molti punti di prelievo rappresentati dagli utenti finali.
La diffusione delle rinnovabili ha determinato un cambiamento radicale di questa concezione poiché oltre ad avere tanti punti di prelievo si è passati ad avere anche tanti punti di immissione di energia nella rete. Ciò ha comportato la presenza di difficoltà aggiuntive nel gestire la rete al fine di preservarne la sicurezza e l'operatività.
La nascita delle smart grid risponde a questa logica, poiché in aggiunta alle tipiche funzioni di una rete elettrica, mediante la presenza di un'infrastruttura digitale consente di attuare una strategia di gestione di tanti piccoli impianti presenti sul territorio (generazione distribuita).
Lo sviluppo delle smart grid è fondamentale per sostenere i crescenti tassi di penetrazione delle RES, soprattutto eolico e solare, nel sistema elettrico. In particolare, esse consentono di gestire la variabilità nella generazione di eolico e solare ed assolvono al compito di coordinamento di tutti gli impianti che contribuiscono alla generazione distribuita (es. impianti di piccola taglia collegati alla rete di distribuzione).
In una smart grid, oltre alla gestione della generazione, è di fondamentale importanza la gestione degli utenti finali mediante l'utilizzo di smart meter. In tal modo la smart grid potrà gestire l'equilibrio tra generazione e consumo di energia elettrica. Ciò consente di poter gestire le rinnovabili, poiché data la variabilità della generazione, in alcuni momenti, potrebbe essere necessario interrompere dei carichi in base a regole contrattuali predefinite. Oppure auto elettriche collegate alla rete in alcuni momenti possono essere utilizzate per fornire energia piuttosto che per prelevarla ai fini di ricarica.

Il contesto italiano
L'Italia è uno dei paesi EU con maggiore penetrazione di impianti fotovoltaici; pertanto, è stato necessario un corrispondente adeguamento della rete elettrica e quindi l'utilizzo di smart grid. A tal proposito va anche ricordato che l'Italia è stato un paese frontrunner nell'installazione di massa di smart meter su iniziativa di Enel Distribuzione[140]. Ad oggi si stima che il 99% dei contatori siano di tipo smart, pertanto abilitati ad interagire con una smart grid.
Ad oggi il governo italiano continua a promuovere e supportare investimenti in smart grid al fine di supportare lo sviluppo di ulteriore capacità in generazione distribuita. Con il recente D.M. n. 146 del 6 aprile

[139] https://www.iea.org/reports/smart-grids
[140] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0188&from=EN

2022, il Ministero della Transizione Ecologica ha stanziato 3,61 miliardi di euro a fondo perduto in favore dei concessionari del servizio pubblico di distribuzione di energia elettrica sull'intero territorio nazionale per il rafforzamento delle smart grid.
L'obiettivo dell'investimento è quello di adeguare la rete al fine di poter ospitare ulteriori 4.000 MW di capacità distribuita e di aumentare la potenza a disposizione di almeno 1,5 milioni di abitanti per supportare l'elettrificazione dei consumi (es. spostare i consumi dal mercato del gas a quello elettrico a valle di un'accresciuta penetrazione delle rinnovabili).
Gli interventi saranno effettuati sia sull'infrastruttura elettrica che sull'infrastruttura software per la gestione attiva delle utenze, i.e. prosumers.
Precedentemente al DM 146/2022, lo Stato italiano aveva stimolato molti altri progetti in ambito smart grid, poiché senza questa fondamentale infrastruttura non sarebbe possibile far fronte agli obblighi di sviluppo delle rinnovabili assunti in sede europea.

Possibili opportunità per la Regione Liguria
In continuità con quanto avviene sul territorio nazionale, i distributori (DSOs) effettuano investimenti per lo sviluppo di smart grid. Infatti, Enel Distribuzione ha avviato per la città di Genova il progetto "GridFuturability"[141] che prevede interventi che interesseranno i quartieri Certosa e Sampierdarena coinvolgendo 35.000 clienti. Saranno implementati progetti di potenziamento della rete, sistemi di fault detection per minimizzare i tempi di disservizio in caso di guasti, installazioni di sensori, ecc. Tutti questi adeguamenti mirano a rendere la rete maggiormente resiliente ed in grado di gestire carichi sempre più variabili e flussi di energia bidirezionali.
La Regione Liguria al fine di contribuire allo sviluppo di smart grid intende stimolare il dialogo con i distributori, che sono i concessionari della rete di distribuzione e rappresentano gli unici soggetti che possono intervenire materialmente sulle reti.
La Regione intende inoltre supportare progetti di ricerca in ambito smart-grid ed iniziative dimostrative, prima di procedere ad integrazioni su larga scala. Un esempio in tal senso può essere rappresentato dalla smart micro-grid sviluppata presso il Campus di Savona dell'Università degli Studi di Genova[142].

[141] https://www.e-distribuzione.it/archivio-news/2021/12/grid-futurability--genova--verso-un-futuro-distribuito.html
[142] http://www.energia2020.unige.it/spm/

5.3 Le fonti rinnovabili termiche

Le Fonti rinnovabili termiche vengono trattate nel presente Piano con riferimento al settore civile, vista la natura della loro applicazione e con particolare riferimento alla situazione Ligure.
Nel PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima)[143] si quantifica una attesa riduzione dei consumi di energia in ambito civile di circa 5,7 Mtep (66,3 TWh) al 2030, cui il settore residenziale contribuisce per 3,3 Mtep (38,4 TWh) e il terziario per 2,4 Mtep (27,9 TWh), grazie principalmente a interventi di riqualificazione edilizia e installazione di impianti che utilizzino fonti energetiche rinnovabili (Figura 5-34).

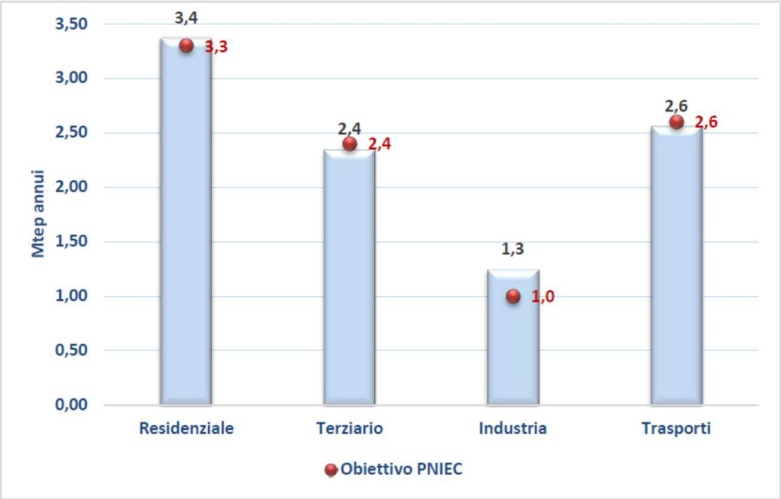


Figura 5-34 - Quadro di sintesi dei risparmi attesi nell'anno 2030 (Mtep di energia finale). Fonte: PNIEC.

Per migliorare le prestazioni energetiche di un edificio, occorre prioritariamente agire sull'involucro (isolamento termico, sostituzione degli infissi, eventuali schermature solari) al fine di ridurre i fabbisogni energetici per il riscaldamento e il raffrescamento, e solo in seguito ottimizzare l'impianto, se possibile integrandolo con l'utilizzo di energia rinnovabile (si veda Capitolo 5.1).
Il PNIEC prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 (30%) sia distribuito tra i seguenti settori (Tabella 5-15):

- 48% di quota rinnovabili nel settore elettrico;
- 45% di quota rinnovabili nel settore termico;
- 7% per quanto riguarda le rinnovabili nei trasporti.

	2016	2017	2025	2030
Numeratore	**21.081**	**22.000**	**27.168**	**33.428**
Produzione lorda di energia elettrica da FER	9.504	9.729	12.281	16.060
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.538	11.211	12.907	15.031
Consumi finali di FER nei trasporti	1.039	1.060	1.980	2.337
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi	**121.153**	**120.435**	**116.064**	**111.359**
Quota FER complessiva (%)	**17,4%**	**18,3%**	**23,4%**	**30,0%**

Tabella 5-15 - Obiettivo FER complessivo al 2030 (ktep). Fonte: PNIEC.

Si riportano inoltre in Figura 5-35 e Figura 5-36 rispettivamente le traiettorie per gli obiettivi relativi a:

- quota di energia da fonti rinnovabili complessiva rispetto ai consumi finali lordi complessivi nazionali;
- quota di energia da fonti rinnovabili termiche rispetto ai consumi finali lordi nazionali previsti nel settore termico a livello nazionale.

[143] Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Dicembre 2019.

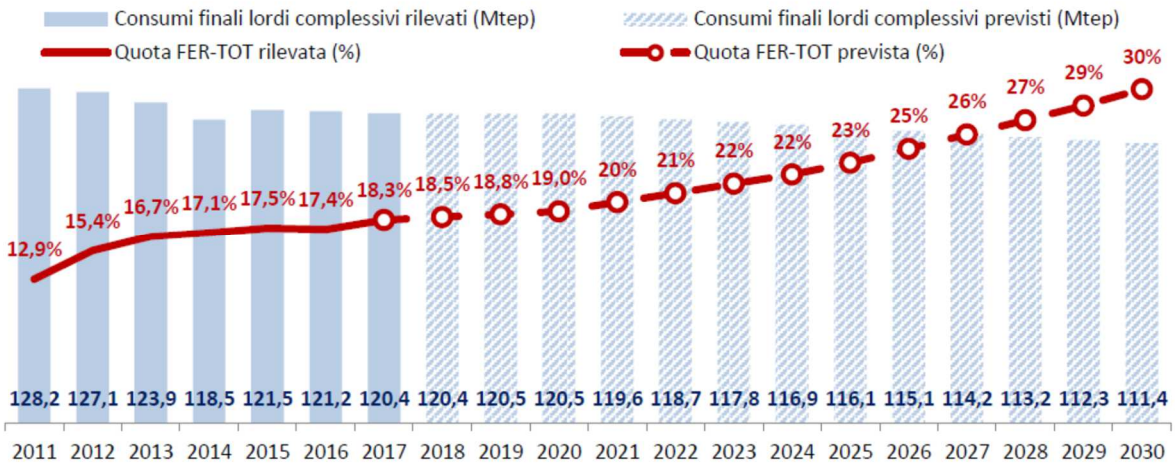


Figura 5-35 - Traiettoria della quota FER complessiva. Fonte PNIEC.

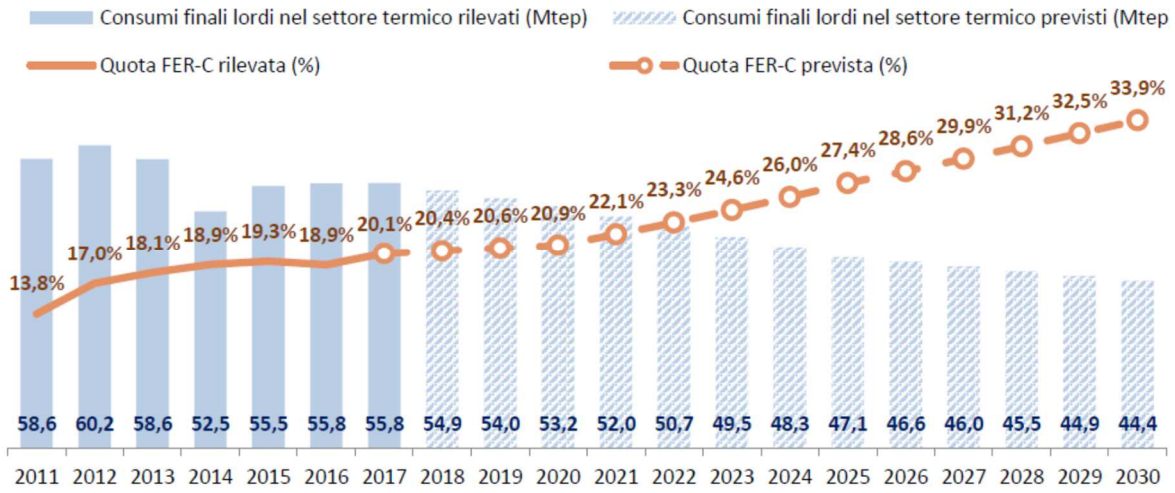


Figura 5-36 - Traiettoria della quota FER nel settore termico. Fonte: PNIEC.

In Tabella 5-16 e Figura 5-37 vengono riportati gli obiettivi FER nel settore termico del PNIEC per il 2025 e 2030, distinti tra bioenergie (prevalentemente biomasse solide, ma anche biogas e bioliquidi), solare termico, geotermico ed energia ambiente attraverso l'utilizzo di pompe di calore.

	2016	2017	2025	2030
Numeratore	**10.538**	**11.211**	**12.907**	**15.031**
Produzione lorda di calore derivato da FER*	928	957	881	993
Consumi finali FER per riscaldamento	9.611	10.254	12.026	14.038
di cui bioenergie*	6.677	7.265	7.128	7.430
di cui solare	200	209	590	751
di cui geotermico	125	131	148	158
di cui energia ambiente da pdc	2.609	2.650	4.160	5.699
Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico	**55.796**	**55.823**	**47.126**	**44.350**
Quota FER-C (%)	**18,9%**	**20,1%**	**27,4%**	**33,9%**
*Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.				
Quota FER bioenergie (%)	**12.0 %**	**13.0 %**	**15.1 %**	**16.8 %**
Quota FER solare (%)	**0.4 %**	**0.4 %**	**1.3 %**	**1.7 %**
Quota FER geotermico (%)	**0.2 %**	**0.2 %**	**0.3 %**	**0.4 %**
Quota FER energia ambiente da pompe di calore (%)	**4.7 %**	**4.7 %**	**8.8 %**	**12.9 %**
Quota FER da produzione lorda di calore derivato da FER (%)	**1.7 %**	**1.7 %**	**1.9 %**	**2.2 %**

Tabella 5-16 - Obiettivi FER nel settore termico [ktep]. Fonte: PNIEC.

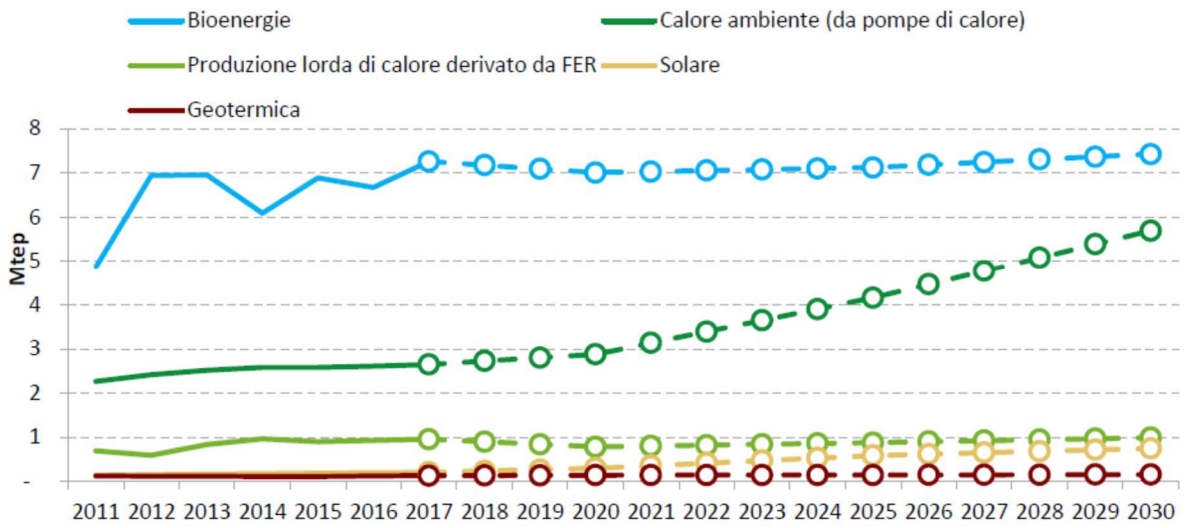


Figura 5-37 - Traiettoria di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore termico [Mtep]. Fonte: PNIEC.

Analizzando i dati si evince che l'apporto maggiore al 2016 e 2017 si doveva alle biomasse, fortemente incentivate nel recente passato; un contributo rilevante era già dovuto alla frazione FER del riscaldamento ottenuto da pompe di calore, mentre contributi molto inferiori erano dovuti al solare e al geotermico (usi diretti).
Per il 2025 e il 2030 il PNIEC prevede un lieve incremento del contributo da bioenergie, che passano dal 12% al 16,8% dei consumi finali lordi nel settore termico, una situazione pressoché invariata per l'apporto dato dal geotermico usi diretti (comunque irrisorio) e un incremento del solare termico dallo 0,4% al 1,7%, principalmente per la produzione di ACS (acqua calda sanitaria).
La vera crescita in ambito termico si prevedeva per le pompe di calore (in primis ad aria, ma anche ad acqua oppure con scambiatori geotermici), il cui contributo in termini FER dovrebbe passare dal 4,7% al 12,9%. Importante precisare che, considerando a titolo di esempio un coefficiente di prestazione medio (COP) della

pompa di calore pari a 3,5, l'apporto conteggiabile come FER rappresenta circa il 70% del calore utile per il riscaldamento prodotto dall'impianto (si veda più avanti per le equazioni descrittive). Il contributo delle pompe di calore al consumo finale lordo nel settore termico risulta quindi superiore.

Le FER Termiche in Liguria

Analizzando la situazione delle FER termiche in Liguria per gli anni 2016 e 2020 (Tabella 5-17) si osserva come il maggior contributo sia attualmente attribuibile alle biomasse, il cui sfruttamento risulta però in leggera diminuzione nel 2020 rispetto al 2016. L'utilizzo del solare termico risulta inalterato dal 2016 al 2020, mentre l'uso delle pompe di calore registra addirittura un rallentamento secondo questa fonte.

	FER Liguria (2016)			**FER Liguria (2020)**		
	Potenza [MW]	**Energia termica da FER**		**Potenza [MW]**	**Energia termica da FER**	
		[GWh/anno]	**[ktep/anno]**		**[GWh/anno]**	**[ktep/anno]**
Biomassa	1.310,8	1.597.9	137,4	1.172,5	1.407,2	122,
Solare Termico	62,8	46,5	4	62,8	46,5	4
Pompe di calore	416,7	187,2	16,1	396	174,4	15,3

Tabella 5-17 - Confronto della situazione delle fonti rinnovabili FER termiche in Liguria tra gli anni 2016 e 2020. Fonte: elaborazioni IRE da dati SIRA e GSE.

Gli obiettivi relativi alle FER termiche fissati nel PEAR 2014-2020 risultano solo parzialmente raggiunti: al 67% per le biomasse, al 63% per il solare termico e solo al 19% per le pompe di calore (Tabella 5-18). Per approfondimenti si veda il Capitolo 3.3.2.

OPZIONE TECNOLOGICA	**OBIETTIVO PEAR 2014-2020**		**DATO RILEVATO 2020**		
	Potenza installata [MW]	**Energia prodotta FER [ktep/anno]**	**Potenza installata [MW]**	**Energia prodotta FER [ktep/anno]**	**Percentuale raggiungimento obiettivo %**
Biomassa	1.750	181	1.172,5	122,9	67%
Solare Termico	100	6	62,8	4	63%
Pompe di calore	2.100	79	396	15,3	19%
TOTALE		**266**		**142,2**	

Tabella 5-18 - Obiettivo PEAR 2014-2020 e stato di raggiungimento in Liguria FER termiche. Fonte: PEAR 2014-2020, GSE 2020.

Al fine di stimare il potenziale ligure per l'utilizzo delle FER termiche e fissare degli obiettivi allineati con il PNIEC, occorre valutare i fabbisogni liguri per la climatizzazione degli edifici e la produzione ACS.

A questo scopo si fa riferimento al documento del GSE del 2021 "Valutazione del potenziale nazionale e regionale del riscaldamento efficiente"[144]. Tale documento riporta consumi e fabbisogni per l'anno 2018 a livello regionale, stimando i secondi dalla conoscenza dei primi attraverso l'applicazione di specifici rendimenti di conversione energetica. Si precisa che tali dati risultano confrontabili e coerenti con quelli adottati al Capitolo 5.1 per la stima del potenziale risparmio energetico derivante da interventi di efficienza energetica nel settore civile.
I fabbisogni nel settore residenziale in Liguria risultano per il riscaldamento pari a 461,9 ktep (5.372 GWh) e per la produzione ACS pari a 96,7 ktep (1.125 GWh). Si noti come secondo queste stime la domanda termica per ACS ammonta al 17% della complessiva domanda termica nel settore residenziale (Tabella 5-19).
La Tabella 5-20 invece presenta i fabbisogni [ktep], relativi all'anno 2018, per il riscaldamento e la produzione ACS del comparto dei servizi. Per la Liguria, i fabbisogni termici nel settore dei servizi risultano in totale pari a 144 ktep (1.675 GWh).
I fabbisogni totali di energia termica (riscaldamento e ACS) risultano pari a 702,6 ktep (8.171 GWh).

	Consumi			Fabbisogni	
	Riscaldamento	ACS	Raffrescamento	Riscaldamento	ACS
Piemonte	2.423,8	324,4	5,2	1.964,8	277,5
Valle d'Aosta	78,0	8,2	0,0	59,0	7,0
Lombardia	4.264,6	688,0	34,1	3.523,1	591,9
Bolzano	288,5	54,2	0,1	228,3	45,0
Trento	316,7	44,6	0,1	243,3	38,4
Veneto	2.290,9	338,4	30,2	1.829,3	289,3
Friuli Venezia Giulia	650,4	81,0	4,4	512,1	69,0
Liguria	577,1	112,5	2,7	461,9	96,7
Emilia Romagna	2.103,6	313,8	29,1	1.730,2	269,2
Toscana	1.364,5	241,6	7,6	1.073,4	207,0
Umbria	412,5	59,8	0,9	308,2	49,4
Marche	545,4	101,6	2,6	427,4	85,7
Lazio	1.521,7	378,8	15,5	1.207,5	325,3
Abruzzo	625,8	96,6	2,2	470,2	80,2
Molise	141,7	20,1	0,4	105,8	16,4
Campania	897,9	333,7	17,4	665,8	283,0
Puglia	838,0	238,3	15,9	667,3	205,0
Basilicata	234,9	43,7	1,0	172,4	36,0
Calabria	617,2	107,9	6,8	445,4	89,3
Sicilia	570,2	263,1	29,1	462,4	235,9
Sardegna	428,3	92,5	8,7	309,8	83,2
Italia	21.191,5	3.942,7	214,0	16.867,8	3.380,4

Tabella 5-19 - Consumi e fabbisogni (anno 2018) per climatizzazione degli ambienti, produzione ACS e consumi per raffrescamento del comparto residenziale [ktep]. Fonte: GSE.

[144] Documento GSE "Valutazione del potenziale nazionale e regionale del riscaldamento efficiente", 2021.

	Commercio	Istruzione	Uffici*	Sanità	Amministraz. Pubblica	Alberghi	Sport e complessi sportivi	Attività e tempo libero	Altro	Totale
Piemonte	534	76	64	135	60	37	81	29	98	1.112
Valle d'Aosta	6	2	1	1	2	4	1	0	2	20
Lombardia	1.644	212	311	232	115	65	174	74	190	3.018
Prov. Aut. Bolzano	88	14	10	7	8	30	10	11	14	192
Prov. Aut. Trento	78	13	8	9	10	16	9	8	11	162
Veneto	1.100	103	140	76	65	105	102	50	106	1.847
Friuli Venezia Giulia	171	25	22	36	24	14	20	10	32	354
Liguria	54	8	8	31	6	10	14	3	10	144
Emilia Romagna	955	66	117	112	50	157	113	40	95	1.704
Toscana	235	33	41	64	25	33	63	19	33	545
Umbria	78	7	12	16	6	13	29	5	13	179
Marche	176	15	18	22	14	17	25	8	19	315
Lazio	234	21	28	56	35	20	28	7	35	465
Abruzzo	96	12	10	22	10	8	21	2	11	192
Molise	8	1	1	4	2	2	2	0	1	20
Campania	160	13	15	66	12	14	24	2	17	322
Puglia	104	10	8	32	7	8	15	0	9	194
Basilicata	11	1	1	4	2	1	2	0	1	25
Calabria	39	3	3	18	4	6	7	1	3	83
Sicilia	109	8	10	52	11	12	14	2	11	229
Sardegna	47	4	4	16	8	7	8	1	4	97
Italia	5.926	646	832	1.011	478	579	760	272	716	11.221

Tabella 5-20 - Fabbisogni (anno 2018) per riscaldamento e produzione ACS del comparto dei servizi [ktep]. Fonte: GSE.

Si riporta nel seguito l'analisi dettagliata delle FER termiche che possono contribuire al raggiungimento degli obiettivi strategici regionali.

5.3.1 Pompe di calore

Tecnologia, prestazioni e costi

Le pompe di calore (heat pump, HP) rappresentano la migliore soluzione per l'elettrificazione dei servizi di riscaldamento, di raffrescamento ed eventualmente anche la produzione di ACS con un solo apparecchio.

La pompa di calore è un dispositivo in grado di trasferire un calore utile Q_{usable} a una sorgente a temperatura superiore (l'edificio da riscaldare), partendo dall'estrazione di un calore disponibile a una temperatura interiore (l'ambiente esterno), compensato attraverso la somministrazione di un lavoro L.

Le prestazioni istantanee della pompa di calore sono valutate in termini di COP (*coefficient of performance)* così definito:

$$COP = \frac{Q_{usable}}{L}$$

Nella pratica, una pompa di calore (nella sua versione più ricorrente "a compressione di vapore") presenta alcuni componenti fondamentali: il condensatore, nel quale il calore Q_{usable} viene ceduto all'ambiente da riscaldare; l'evaporatore, che consente l'estrazione del calore dalla sorgente esterna; il compressore che somministra al sistema il lavoro necessario L per la realizzazione del ciclo, in accordo con il secondo principio della termodinamica.

Le prestazioni della pompa di calore dipendono dalle temperature a cui lavorano il condensatore e l'evaporatore: sono migliori se si riesce a ridurre la temperatura del condensatore T_{cond} e/o se si alza la temperatura dell'evaporatore T_{evap}. In particolare, per una pompa di calore, la temperatura dell'evaporatore T_{evap} dipende dalla temperatura della sorgente esterna. Questa può essere aria ambiente, acqua di lago/mare, terreno (attraverso gli scambiatori geotermici) e quindi risulta intrinsecamente variabile nel tempo; ne segue che anche le prestazioni del sistema risultano tempovarianti.

Pertanto, è necessario individuare un parametro che quantifichi le prestazioni medie dell'impianto lungo l'intera stagione di funzionamento e si definisce a questo scopo un coefficiente di prestazione medio stagionale (*seasonal coefficient of performance*, SCOP), chiamato anche SPF (*seasonal performance factor*).

La quota rinnovabile dell'energia termica prodotta da una pompa di calore, ERES, viene calcolata con riferimento alle prestazioni stagionali (Dlgs. n.199/2021):

$$ERES = Q_{usable} \cdot (1 - \frac{1}{SPF})$$

La Tabella 5-21 riporta, per gli anni 2019 e 2020, i dati relativi al numero totale di pompe di calore installate nei vari Paesi dell'Unione Europea, per un totale di 41,9 milioni di pompe di calore operative[145].
Come riportato in nota, i dati sulle pompe di calore ad aria per Italia, Francia, Spagna, Portogallo e Malta non sono direttamente confrontabili con gli altri perché includono una buona parte di pompe di calore "invertibili" la cui funzione principale è il raffrescamento estivo. Il loro utilizzo invernale in Italia è spesso poco diffuso, specialmente in edifici serviti da impianti di riscaldamento centralizzato. In questi casi l'uso della pompa di calore è di fatto disincentivato se non è presente una rigorosa contabilizzazione del calore che attribuisca i costi di riscaldamento relativi all'impianto centralizzato in base ai reali consumi.

	2019			2020		
	Aerothermal heat pumps	Geothermal heat pumps	Total heat pumps	Aerothermal heat pumps	Geothermal heat pumps	Total heat pumps
Italy	18 222 141	14 903	18 237 044	17 949 738	16 145	17 965 883
France	7 457 091	205 195	7 662 286	8 444 717	208 200	8 652 917
Spain	4 157 961	3 256	4 161 217	4 558 334	3 492	4 561 826
Sweden	1 349 857	551 776	1 901 633	1 441 828	561 033	2 002 861
Portugal	1 870 935	909	1 871 844	1 937 887	909	1 938 796
Germany	762 336	392 784	1 155 120	878 829	411 198	1 290 027
Finland	836 620	127 964	964 584	930 269	136 608	1 066 877
Netherlands	661 480	70 708	732 188	889 944	87 912	977 856
Denmark	380 995	68 997	449 992	445 455	72 453	517 908
Malta	425 237	0	425 237	485 289	0	485 289
Belgium	321 593	15 804	337 397	420 080	18 997	439 077
Greece	314 434	6 536	320 970	354 658	7 536	362 194
Slovenia	237 826	12 730	250 556	251 044	13 654	264 698
Austria	126 246	109 669	235 915	146 394	112 379	258 773
Poland	112 950	60 196	173 146	167 075	65 818	232 893
Bulgaria	214 971	4 272	219 243	214 971	4 272	219 243
Czechia	150 440	26 316	176 756	180 622	27 756	208 378
Estonia	161 747	17 625	179 372	176 727	19 375	196 102
Slovakia	94 586	3 964	98 550	136 860	4 180	141 040
Lithuania	43 551	4 160	47 711	63 491	4 749	68 240
Ireland	36 436	4 722	41 158	50 833	5 038	55 871
Hungary	12 800	2 745	15 545	18 620	3 092	21 712
Luxembourg	1 759	806	2 565	1 919	870	2 789
Total EU	37 953 992	1 706 037	39 660 029	40 145 584	1 785 666	41 931 250

** Estimation. Note: Data from the aerothermal heat pumps in operation for Italy, France, Spain, Portugal and Malta are not directly comparable to others, because they include a high part of reversible heat pumps whose principal function is cooling. Only heat pumps that meet the efficiency criteria (seasonal performance factor) defined by Directive 2018/2001/EC are taken into account. Data for Romania, Latvia, Cyprus and Croatia was not available during our study.*
Source: EurObserv'ER 2021.

Tabella 5-21 - Numero totale di pompe di calore in esercizio nell'Unione Europea nel 2019 e 2020. Fonte: EurObservER.

La Tabella 5-23, estratta dal Rapporto statistico 2020, "Energia da fonti rinnovabili in Italia" del GSE[146], mostra invece l'evoluzione negli anni dell'energia rinnovabile totale prodotta da pompe di calore in Italia.
La lieve diminuzione del valore dell'*ERES* del 2020 rispetto all'anno precedente (-0,9%) è legata al fatto che la potenza complessiva installata nel corso del 2020, che incrementa lo stock degli apparecchi esistenti, risulta

[145] EurObservER, HEAT PUMPS BAROMETERS, Novembre 2021, https://www.eurobserv-er.org/.
[146] Rapporto statistico 2020 GSE, "Energia da fonti rinnovabili in Italia", Marzo 2022.

inferiore a quella installata nell'anno 2005 che, uscendo dallo stock (la vita utile è assunta pari a 15 anni), lo riduce.
In generale, comunque, non si è assistito all'incremento dell'*ERES* atteso dal PNIEC.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Variazione % 2020/2019
Apparecchi installati a fine anno (milioni di pezzi)	18,5	19,1	19,5	19,6	19,2	19,4	*1,3%*
Potenza termica installata (GW)	122,2	124,7	126,4	123,8	119,4	118,1	*-1,1%*
Energia rinnovabile da pompe di calore (*Eres*) (TJ)	**108.208**	**109.219**	**110.949**	**108.684**	**104.595**	**103.627**	***-0,9%***
Energia rinnovabile da pompe di calore (*Eres*) (ktep)	**2.584**	**2.609**	**2.650**	**2.596**	**2.498**	**2.475**	***-0,9%***
– di cui aerotermiche (ktep)	*2.500*	*2.523*	*2.563*	*2.507*	*2.408*	*2.385*	*-1,0%*
– di cui idrotermiche (ktep)	*8*	*9*	*9*	*9*	*9*	*9*	*0,4%*
– di cui geotermiche (ktep)	*76*	*77*	*78*	*80*	*81*	*81*	*0,4%*
Calore utile prodotto (*Qusable*) (ktep)	4.172	4.211	4.278	4.190	4.031	3.993	***-0,9%***
Seasonal Performance Factor (SPF) medio generale	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	*0,0%*
Consumo energetico delle pompe di calore (ktep)	1.588	1.602	1.628	1.594	1.533	1.518	*-1,0%*

Tabella 5-22 -Energia rinnovabile fornita da pompe di calore per riscaldamento. Fonte: GSE.

TJ	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020 (%)	Variazione % 2020/2019
Piemonte	7.128	7.193	7.307	7.155	6.881	6.816	6,6%	-0,9%
Valle d'Aosta	78	79	80	79	76	75	0,1%	-1,0%
Lombardia	30.060	30.338	30.818	30.175	29.020	28.746	27,7%	-0,9%
Liguria	666	673	683	671	648	643	0,6%	-0,8%
Provincia di Trento	916	924	939	919	882	873	0,8%	-1,0%
Provincia di Bolzano	1.048	1.057	1.074	1.050	1.009	999	1,0%	-1,0%
Veneto	20.576	20.765	21.094	20.654	19.864	19.676	19,0%	-0,9%
Friuli Venezia Giulia	4.294	4.334	4.402	4.310	4.145	4.106	4,0%	-0,9%
Emilia Romagna	18.013	18.180	18.467	18.082	17.390	17.226	16,6%	-0,9%
Toscana	1.394	1.407	1.430	1.404	1.355	1.344	1,3%	-0,8%
Umbria	1.479	1.493	1.517	1.485	1.428	1.415	1,4%	-0,9%
Marche	3.754	3.789	3.849	3.768	3.624	3.590	3,5%	-0,9%
Lazio	3.441	3.475	3.531	3.466	3.347	3.319	3,2%	-0,8%
Abruzzo	2.083	2.102	2.135	2.091	2.011	1.992	1,9%	-0,9%
Molise	79	80	81	80	77	76	0,1%	-0,8%
Campania	3.239	3.272	3.324	3.263	3.151	3.125	3,0%	-0,8%
Puglia	2.565	2.591	2.632	2.584	2.495	2.474	2,4%	-0,8%
Basilicata	229	231	235	231	223	221	0,2%	-0,8%
Calabria	1.122	1.134	1.152	1.131	1.092	1.083	1,0%	-0,8%
Sicilia	4.110	4.151	4.217	4.140	3.997	3.964	3,8%	-0,8%
Sardegna	1.933	1.952	1.983	1.947	1.880	1.864	1,8%	-0,8%
ITALIA	**108.208**	**109.219**	**110.949**	**108.684**	**104.595**	**103.627**	**100%**	**-0,9%**

Tabella 5-23 - Energia rinnovabile fornita da pompe di calore per riscaldamento, dati regionali. Fonte: GSE.

La maggioranza delle pompe di calore installate sfrutta il calore contenuto nell'aria ambiente (96%), mentre in minima parte il calore geotermico (terreno e falde acquifere) e idrotermico (acque superficiali). Le pompe di calore ad aria, come ricordato in precedenza, sono solitamente invertibili e il loro scopo principale, è spesso il raffrescamento estivo.
La Tabella 5-23 presenta i dati a livello regionale: la Liguria si allinea con il trend generale che vede lo sfruttamento delle pompe di calore piuttosto stabile nel tempo, a valori percentuali di contributo sul totale italiano decisamente bassi (0,6%), molto inferiori al reale potenziale della regione.
Dal punto di vista della sostenibilità, il Dlgs. n.199/2021 introduce un limite inferiore per il valore SPF che renda vantaggioso l'utilizzo delle pompe di calore rispetto a sistemi a combustione tradizionali (caldaie a metano per esempio). Le pompe di calore utilizzano infatti energia elettrica, che attualmente è ancora in larga parte prodotta da fonti tradizionali non rinnovabili. Idealmente, se tutta l'energia elettrica prodotta

fosse FER, le pompe di calore sarebbero sempre preferibili rispetto alla combustione diretta, indipendentemente dalle loro prestazioni.
Per valutare il valore di SPF minimo limite in caso di produzione elettrica ancora parzialmente da fonti non rinnovabili, si può procedere definendo alcuni parametri: la quota FER per la produzione di energia elettrica totale ($Quota_{FER\text{-}E}$); l'efficienza totale del parco termoelettrico, ovvero l'efficienza di produzione di energia elettrica da fonti non FER (η_{nonFER}).
Le prestazioni SPF devono risultare superiori a un valore minimo limite SPF_{min}:

$$SPF > SPF_{min} = \frac{(1-Quota_{FER-E})}{\eta_{nonFER}}$$

Il valore SPF_{min}, sopra il quale l'utilizzo delle pompe di calore rispetto a sistemi a combustione tradizionali risulta maggiormente sostenibile (minor utilizzo di fonti fossili complessivo), tende a diminuire per due motivi. Innanzitutto, la quota FER-E tende a crescere, così come riportato nelle previsioni del PNIEC (Figura 5-38), dai valori rilevati nel Rapporto GSE (Figura 5-39) e dai Rapporti annuali di Terna[147].

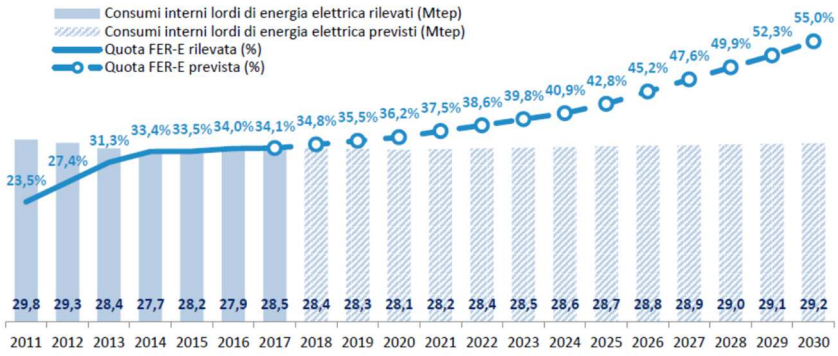


Figura 5-38 - Traiettoria della quota FER-E (settore elettrico). Fonte: PNIEC.

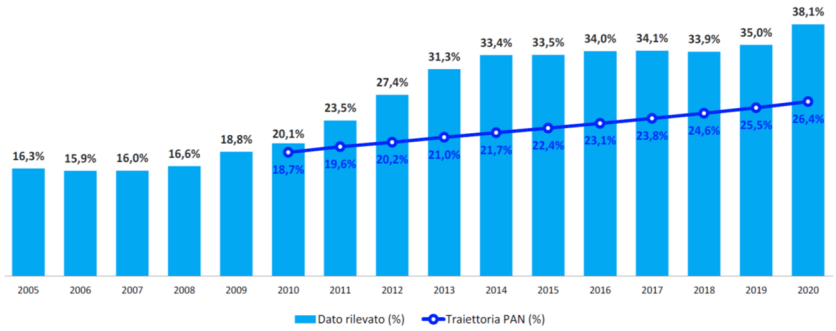


Figura 5-39 - Quota dei consumi finali lordi di energia nel settore elettrico coperta da FER. Fonte: GSE.

In aggiunta, anche se in misura decisamente minore, il valore SPF_{min} tende a diminuire perché tende a crescere leggermente anche l'efficienza del parco termoelettrico, secondo quanto riportato nel PNIEC (Tabella 5-24).

[147]Rapporti annuali Terna, https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche.

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Consumi specifici - centrali non cogenerative (Mcal/kWh elettrici)	2,048	1,997	1,993	2,028	2,085	2,131	2,060	2,001
Consumi specifici - centrali cogenerative (Mcal/kWh elettrici)	1,703	1,667	1,643	1,664	1,561	1,598	1,553	1,546
Consumo di energia - parco termoelettrico (ktep)	53.468	47.764	47.671	45.666	41.099	38.300	40.343	40.886
- centrali cogenerative	21.206	23.999	22.521	22.147	20.052	19.045	20.654	22.164
- per produzione elettrica	*16.078*	*18.577*	*16.678*	*16.780*	*14.251*	*13.607*	*14.889*	*16.256*
- per produzione di calore	*5.127*	*5.422*	*5.843*	*5.367*	*5.801*	*5.438*	*5.765*	*5.908*
- centrali non cogenerative	32.262	23.765	25.150	23.519	21.046	19.256	19.688	18.722
Consumo di energia per la prod. elettrica (ktep)	48.339	42.342	41.830	40.300	35.295	32.856	34.578	34.978
Efficienza elettrica parco termoelettrico	0,448	0,468	0,468	0,463	0,468	0,459	0,476	0,488
Efficienza totale centrali cogenerative	0,600	0,601	0,616	0,611	0,645	0,638	0,646	0,645
Efficienza elettrica centrali cogenerative	0,505	0,516	0,523	0,517	0,551	0,538	0,554	0,556
Efficienza elettrica centrali non cogenerative	0,420	0,431	0,431	0,424	0,412	0,403	0,417	0,430
Efficienza totale parco termoelettrico	**0,491**	**0,516**	**0,519**	**0,515**	**0,526**	**0,520**	**0,534**	**0,546**

Tabella 5-24 -Consumi energetici ed efficienza del parco termoelettrico. Fonte: PNIEC.

Si sottolinea che le prestazioni delle pompe di calore sono mediamente molto superiori al valore minimo limite SPF_{min}. Esse dipendono dalle temperature delle sorgenti esterne ed è necessario fissare alcune condizioni di lavoro di riferimento per confrontare le prestazioni di macchine diverse. Il Dlgs. n.199/2021, nel suo allegato IV, definisce i requisiti minimi per gli impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento. In particolare, distingue tra gli impianti che non accedono a incentivi (si veda Tabella 5-25), e che devono soddisfare comunque i limiti imposti dal Decreto interministeriale 26 giugno 2015 - Requisiti minimi, APPENDICE B[148] e quelli che ne beneficiano (Tabella 5-26).
Le tabelle prendono in considerazione diversi tipi di pompe di calore, a seconda degli accoppiamenti tra fluidi esterno/interno. Le tipologie più impiegate sono quelle che utilizzano aria come fluido esterno e aria o acqua come fluido interno, a seconda del sistema di distribuzione all'interno dell'edificio.
In entrambi i casi (Tabella 5-25 e Tabella 5-26) vengono riportati anche i valori limite per le prestazioni relative al funzionamento in raffrescamento. Per l'utilizzo durante la stagione estiva, l'effetto utile è rappresentato dal calore sottratto all'edifico dall'evaporatore ($Q_{cooling}$) e le prestazioni della macchina sono stimate definendo il parametro:

$$EER = \frac{Q_{cooling}}{L}$$

Tipo di pompa di calore Ambiente esterno/interno	Ambiente esterno [°C]	Ambiente interno [°C]	COP
aria/aria	Bulbo secco all'entrata : 7 Bulbo umido all'entrata : 6	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido all'entr.: 15	3,5
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento ≤ 35 kW	Bulbo secco all'entrata : 7 Bulbo umido all'entrata : 6	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	3,8
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento ≥35 kW	Bulbo secco all'entrata : 7 Bulbo umido all'entrata : 6	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	3,5
salamoia/aria	Temperatura entrata: 0	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido all'entr.: 15	4,0
salamoia/ acqua	Temperatura entrata: 0	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	4,0
acqua/aria	Temperatura entrata: 15 Temperatura uscita: 12	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido entrata: 15	4,2
acqua/acqua	Temperatura entrata: 10	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	4,2

(a)

[148] Decreto interministeriale 26 giugno 2015 - Requisiti minimi.

Tipo di pompa di calore Ambiente esterno/interno	Ambiente esterno [°C]	Ambiente interno [°C]	EER
aria/aria	Bulbo secco all'entrata : 35 Bulbo umido all'entr.: 24	Bulbo secco all'entrata: 27 Bulbo umido all'entr.: 19	3,0
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento ≤ 35 kW	Bulbo secco all'entrata : 35 Bulbo umido all'entr.: 24	Temperatura entrata: 23 Temperatura uscita: 18	3,5
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento ≥35 kW	Bulbo secco all'entrata : 35 Bulbo umido all'entr.: 24	Temperatura entrata: 23 Temperatura uscita: 18	3,0
salamoia/aria	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	Bulbo secco all'entrata: 27 Bulbo umido all'entr.: 19	4,0
salamoia/ acqua	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	Temperatura entrata: 23 Temperatura uscita: 18	4,0
acqua/aria	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	Bulbo secco all'entrata: 27 Bulbo umido all'entr.: 19	4,0
acqua/acqua	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	Temperatura entrata: 23 Temperatura uscita: 18	4,2

(b)

Tabella 5-25 - Requisiti e condizioni di prova per pompe di calore elettriche: (a) servizio riscaldamento, (b) servizio raffrescamento. Fonte: Decreto "Requisiti minimi".

Tipo di pompa di calore Ambiente esterno/interno	Ambiente esterno [°C]	Ambiente interno [°C]	COP	EER
aria/aria	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido all'entrata: 15	3,9 [1]	3,4
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento ≤ 35 kW	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	4,1	3,8
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento >35 kW	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	3,8	3,5
salamoia/aria	Temperatura entrata: 0	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido all'entrata: 15	4,3	4,4
salamoia/ acqua	Temperatura entrata: 0	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	4,3	4,4
acqua/aria	Temperatura entrata: 10 Temperatura uscita: 7	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido entrata: 15	4,7	4,4
acqua/acqua	Temperatura entrata: 10	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	5,1	5,1

[1] Per i soli sistemi di tipo rooftop il COP minimo è pari a 3,2.

Tabella 5-26 - Coefficienti di prestazione minimo per pompe di calore elettriche. Fonte: Dlg. n.199/2021.

Il fatto che una pompa di calore sia invertibile, ovvero possa funzionare anche per il raffrescamento durante la stagione estiva, rappresenta un indubbio vantaggio per questa tipologia impiantistica rispetto ad altre FER termiche.

Infatti, ci si aspetta che nel prossimo futuro il condizionamento estivo diventi via via una necessità crescente, come è riscontrabile da alcuni dati climatici estratti dal PNIEC che mostrano la passata evoluzione dei gradi giorno in riscaldamento e raffrescamento come media tra le varie località italiane (Tabella 5-27): i primi tendono a diminuire, mentre i secondi mostrano un notevole aumento negli anni.

Proprio per via della crescente domanda di raffrescamento (estivo e per lo smaltimento degli apporti termici da apparecchiature elettriche), le pompe di calore trovano la maggiore diffusione in Italia nel settore civile terziario. Per quanto riguarda gli edifici residenziali, l'uso di sistemi interamente elettrici a pompa di calore sia per la climatizzazione sia per la produzione ACS è realizzabile più facilmente in edifici di nuova costruzione; per edifici esistenti, risulta più semplice integrare l'impianto già presente, spesso costituito da caldaia a gas, con una pompa di calore che possa funzione sia in regime di riscaldamento sia in regime di raffrescamento.

Infatti non sempre è possibile sostituire direttamente la caldaia con una pompa di calore mantenendo l'impianto di distribuzione tradizionale a radiatori, perché tipicamente l'acqua prodotta dal condensatore della pompa di calore presenta una temperatura inferiore a quella prodotta da una caldaia tradizionale. Sarebbe necessario, pertanto, la conversione totale dell'impianto che necessita la sostituzione dei radiatori con sistemi *fancoils*, con un costo totale superiore.
L'alternativa alla sostituzione degli scambiatori per la distribuzione del calore (radiatori) è quella di utilizzare pompe di calore operanti con acqua a temperatura bassa (range 40-50°C), al fine di realizzare COP superiori a 3, operando la pompa di calore fino al limite delle ore giornaliere complessive ed eventualmente integrando la domanda termica con una caldaia tradizionale quando la pompa di calore non fosse in grado di soddisfare i requisiti termici degli edifici (pompe di calore ibride). Questa modalità operativa consente di coprire frazioni significative del fabbisogno termico annuo dell'edificio (anche superiori all'80%) con la pompa di calore.
Sempre in alternativa alla sostituzione dei radiatori esistenti, ogni intervento sull'involucro dell'edificio, potenzialmente in grado di ridurre anche a un quarto (75% in meno) il fabbisogno dell'edificio, consentirebbe a una pompa di calore operante a bassa temperatura (40-50°C) di soddisfare completamente la richiesta termica dell'edificio "riqualificato energeticamente" con l'esistente sistema di distribuzione del calore a radiatori.

Parametri e variabili generali	Unità	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
gradi-giorno di riscaldamento (HDD)		2.051	1.992	1.818	1.802	1.787	1.775	1.763	1.753
gradi-giorno di raffrescamento (CDD)		519	534	569	583	597	611	623	636

Tabella 5-27 -Evoluzione gradi giorno di riscaldamento e di raffrescamento. Fonte: PNIEC.

Occorre infine evidenziare un tema significativo per quanto riguarda sistemi a pompa di calore: l'utilizzo dei fluidi frigorigeni e il loro impatto sull'ambiente. La tendenza verso l'utilizzo di fluidi a basso impatto, imposta dalla Normativa europea F-Gas[149], dopo aver abolito l'uso dei HCFCs (*hydrochlorofluorocarbons*) dal 1° gennaio 2015, spinge per una graduale eliminazione anche dei HFCs (*Hydrofluorocarbons*), incluso il fluido R410A che è comunemente utilizzato nei sistemi a pompa di calore.
La normativa incoraggia i produttori all'uso di fluidi a basso valore del global warming potential (GWP), come a esempio il R290 (propane) o il R32 (difluoromethane); quest'ultimo ha zero impatto sullo strato di ozono e GWP tre volte inferiore a quello del R410A (675 contro 2088). La normativa, inoltre, guida alla risoluzione dei problemi legati al loro utilizzo, principalmente dovuti alle alte pressioni di lavoro, alla tossicità e all'infiammabilità.

Potenziale e prospettive in Liguria al 2030
Al fine di stimare il potenziale ligure delle pompe di calore, sono stati valutati tre diversi scenari: copertura al **10%, al 15% e al 20% dei fabbisogni di riscaldamento e ACS da quota ERES delle pompe di calore**. Basandosi sui fabbisogni totali di energia termica riportati dal GSE[150] (702,6 ktep o 8.171 GWh), queste percentuali corrispondono rispettivamente a 70,3 ktep (817 GWh), 105,4 ktep (1226 GWh) e 140,5 ktep (1.634 GWh) (Tabella 5-28).
Considerando un valore del SPF pari a 2,7 è possibile stimare l'energia totale fornita all'edificio Q_{usable} (potenza termica al condensatore della pompa di calore, parte ERES e non) che su base annua risulterebbe, per i tre scenari considerati, pari rispettivamente a 111,6 ktep (1.298 GWh), 167,4 ktep (1.947 GWh) e 223,2 ktep (2.596 GWh).
Il valore di SPF utilizzato intende tener conto della presenza di pompe di calore già installate, con prestazioni in riscaldamento inferiori a quelle imposte dalla normativa attuale. Inoltre, come spesso accade nei climi temperati, numerose pompe di calore reversibili sono state installate allo scopo di raffreddare l'ambiente interno, sebbene possano essere utilizzate anche per fornire calore durante l'inverno. Nella stagione estiva la domanda di raffrescamento è maggiore della domanda di riscaldamento della stagione invernale, e la capacità nominale riflette quindi maggiormente il fabbisogno in raffreddamento, comportando peggiori

[149] Regolamento (UE) 517/2014 sui gas fluorati ad effetto serra, attuato con D.P.R. n. 146 del 16 novembre 2018, https://www.fgas.it/.
[150] Documento GSE "Valutazione del potenziale nazionale e regionale del riscaldamento efficiente", 2021

prestazioni durante il funzionamento invernale. A questo riguardo si faccia anche riferimento alla Decisione della Commissione Europea del 1° marzo 2013[151].
Per il calcolo della potenza installata si attribuisce in questo documento un valore del *Partial Load Factor* della pompa di calore (PLF) pari a 0,35. Pertanto, le ore annue equivalenti di funzionamento in condizioni nominali risulterebbero pari a 1.394[152], che forniscono un valore del EPR (*energy to power ratio)* di riferimento pari a 1.394kWh/kW. Con tale valore di EPR i tre diversi scenari prevederebbero un **parco di pompe di calore installato pari a 931 MW, 1.396 MW e 1.862 MW rispettivamente**.

TOTALE EDIFICI SPF = 2,7; PLF stagionale = 0,35; EPR = 1.394 [kWh/kW]							
Fabbisogni riscaldamento e ACS			**Quota ERES**		**Q_{usable} all'edificio**		**Potenza installata**
[ktep]	[GWh]		[ktep]	[GWh]	[ktep]	[GWh]	[MW]
702,6	8.171	*Copertura al **10%***	70,3	817	111,6	1.298	**931**
702,6	8.171	*Copertura al **15%***	105,4	1.226	167,4	1.947	**1.396**
702,6	8.171	*Copertura al **20%***	140,5	1.634	223,2	2.596	**1.862**

Tabella 5-28 - Scenari per la copertura dei fabbisogni termici degli edifici (riscaldamento e ACS) con pompe di calore in Liguria (residenziale e terziario).

La Tabella 5-29 e la Tabella 5-30 riportano lo stesso dato distinto tra i settori residenziale e terziario, a partire dai dati rispettivamente di Tabella 5-19 e Tabella 5-20.

RESIDENZIALE SPF = 2,7; PLF stagionale = 0,35; EPR = 1.394 [kWh/kW]							
Fabbisogni riscaldamento e ACS			**Quota ERES**		**Q_{usable} all'edificio**		**Potenza installata**
[ktep]	[GWh]		[ktep]	[GWh]	[ktep]	[GWh]	[MW]
558,6	6.497	*Copertura al 10%*	55,9	650	88,7	1.032	740
558,6	6.497	*Copertura al 15%*	83,8	974	133,1	1.548	1.110
558,6	6.497	*Copertura al 20%*	111,7	1299	177,4	2.064	1.480

Tabella 5-29 -Scenari per la copertura dei fabbisogni termici degli edifici (riscaldamento e ACS) con pompe di calore in Liguria (solo residenziale).

TERZIARIO SPF = 2,7; PLF stagionale = 0,35; EPR = 1.394 [kWh/kW]							
Fabbisogni riscaldamento e ACS			**Quota ERES**		**Q_{usable} all'edificio**		**Potenza installata**
[ktep]	[GWh]		[ktep]	[GWh]	[ktep]	[GWh]	[MW]
144	1.675	*Copertura al 10%*	14,4	167	22,9	266	191
144	1.675	*Copertura al 15%*	21,6	251	34,3	399	286
144	1.675	*Copertura al 20%*	28,8	335	45,7	532	382

Tabella 5-30 - Scenari per la copertura dei fabbisogni termici degli edifici (riscaldamento e ACS) con pompe di calore in Liguria (solo terziario).

Ai fini della definizione dello scenario di Piano, occorre ricordare che la sostituzione del generatore con un sistema a pompa di calore dovrebbe avvenire **dopo un opportuno efficientamento dell'edificio**. Infatti il dimensionamento si basa sui fabbisogni in riscaldamento, auspicabilmente minimizzati attraverso adeguate azioni sull'involucro.
Tale approccio influenza anche la sostenibilità tecnica ed economica dell'intervento sull'impianto nel suo complesso. Infatti, minimizzando i fabbisogni, è possibile ridurre la taglia della pompa di calore da installare e spesso limitare l'intervento alla sola sostituzione del generatore di calore tradizionale con una pompa di

[151] Decisione della Commissione Europea del 1 marzo 2013, Calcolo da parte degli Stati membri della quota di energia da fonti rinnovabili prodotta a partire da pompe di calore.
[152] Ottenute come prodotto tra il PLF e il numero di ore del periodo di riscaldamento (per la Liguria 1 Novembre - 15 Aprile)

calore di ultima generazione in grado di produrre acqua calda fino a temperature di 65°C, compatibile con l'utilizzo del preesistente sistema di distribuzione a radiatori. In questo modo i costi CAPEX[153] si riducono notevolmente e diventa più percorribile anche la diffusione del modello ESCo [154](*Energy Service Company*).
Ai fini della valutazione del potenziale si fa quindi riferimento allo scenario di efficientamento energetico del parco edifici della Liguria di cui al Capitolo 5.1, che prevede interventi sugli elementi opachi, trasparenti dell'edificio e l'installazione di schermature solari. Con tali interventi, si prevede di raggiungere una riduzione del fabbisogno per riscaldamento e ACS pari a **34 ktep per il residenziale e 16,4 ktep per il settore terziario,** a cui corrispondono gli scenari di potenza installata di energia termica rinnovabile prodotta riportati nella Tabella 5-31 e nella Tabella 5-32.

SCENARIO DI PIANO: RESIDENZIALE EFFICIENTATO SPF = 2,7; PLF stagionale = 0,35; EPR = 1.394 [kWh/kW]							
Fabbisogni riscaldamento e ACS			**Quota ERES**		**Q_{usable} all'edificio**		**Potenza installata**
[ktep]	[GWh]		[ktep]	[GWh]	[ktep]	[GWh]	[MW]
524,6	6.101	*Copertura al 10%*	52,5	610	83,3	969	695
524,6	6.101	*Copertura al 15%*	78,7	915	125,0	1.453	1.043
524,6	6.101	*Copertura al 20%*	104,9	1.220	166,6	1.938	1.390

Tabella 5-31 - Scenari per la copertura dei fabbisogni termici degli edifici (riscaldamento e ACS), dopo azioni di efficientamento sull'involucro, con pompe di calore in Liguria (solo residenziale).

SCENARIO DI PIANO: TERZIARIO EFFICIENTATO SPF = 2,7; PLF stagionale = 0,35; EPR = 1.394 [kWh/kW]							
Fabbisogni riscaldamento e ACS			**Quota ERES**		**Qusable all'edificio**		**Potenza installata**
[ktep]	[GWh]		[ktep]	[GWh]	[ktep]	[GWh]	[MW]
127,6	1.484	Copertura al 10%	12,8	148	20,3	236	169
127,6	1.484	Copertura al 15%	19,1	223	30,4	354	254
127,6	1.484	Copertura al 20%	25,5	297	40,5	471	338

Tabella 5-32 - Scenari per la copertura dei fabbisogni termici degli edifici (riscaldamento e ACS), dopo azioni di efficientamento sull'involucro, con pompe di calore in Liguria (solo terziario).

Con riferimento alle condizioni post efficientamento dell'involucro, i tre diversi scenari (10%, 15%, 20%) prevederebbero un **parco di pompe di calore installato in Liguria pari a 864 MW, 1.296 MW e 1.728 MW.** Regione Liguria **intende adottare al 2030 l'obiettivo corrispondente allo scenario di copertura 15%, pari a 1.296 MW** di potenza installata.

SCENARIO DI PIANO: TOTALE EDIFICI EFFICIENTATI SPF = 2,7; PLF stagionale = 0,35; EPR = 1.394 [kWh/kW]							
Fabbisogni riscaldamento e ACS			**Quota ERES**		**Q_{usable} all'edificio**		**Potenza installata**
[ktep]	[GWh]		[ktep]	[GWh]	[ktep]	[GWh]	[MW]
652,2	7.585	*Copertura al **10%***	65,2	759	103,6	1.205	864
652,2	7.585	*Copertura al **15%***	97,8	1.138	155,4	1.807	1.296
652,2	7.585	*Copertura al **20%***	130,4	1.517	207,2	2.409	1.728

Tabella 5-33 - Scenari per la copertura dei fabbisogni termici degli edifici (riscaldamento e ACS), dopo azioni di efficientamento sull'involucro, con pompe di calore in Liguria (residenziale e terziario).

[153] flussi di cassa in uscita per la realizzazione di investimenti in attività immobilizzate di natura operativa. Si tratta cioè di investimenti in capitale fisso.
[154] Una ESCo è un'impresa in grado di fornire tutti i servizi necessari alla realizzazione di interventi di efficienza energetica, assumendosi l'onere e il rischio dell'investimento a fronte della stipula di un contratto in cui siano stabiliti gli utili.

Azioni per la diffusione delle Pompe di Calore in Liguria

Regione Liguria realizzerà una vasta campagna di comunicazione volta a divulgare tra i potenziali soggetti interessati sul territorio regionale informazioni in merito agli eventuali **finanziamenti disponibili** sul Programma regionale **POR-FESR 2021-2027** ed in particolare:

- l'OP2[155] - OS 2.1[156] - Azione 2.1.1 "*Promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche"* che si attua attraverso la realizzazione di interventi di efficientamento energetico di edifici pubblici ad uso pubblico e di edifici pubblici ad uso residenziale, volti a ridurre i consumi, la dispersione dell'energia per raffrescamento/riscaldamento, le emissioni di gas serra, attraverso azioni integrate e complementari tra loro quali ad esempio: isolamenti a cappotto, coibentazione delle coperture disperdenti, sostituzione delle caldaie con nuove alimentate esclusivamente mediante fonti rinnovabili (**pompe di calore, geotermia, biomassa, solare termico**), sostituzione dei serramenti, rinnovo dei corpi illuminanti con tecnologie a led, soluzione di domotica per la gestione intelligente dei servizi energetici, ecc.
- OP2 – OS 2.2[157] - Azione 2.2.2. *"Incentivi volti all'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili e promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche".* Con tali interventi si intende incentivare l'utilizzo di energia rinnovabile, attraverso l'installazione di impianti a fonti rinnovabili (ad es. fotovoltaico, **solare termico, biomasse**), unitamente ad interventi di realizzazione di interventi di efficientamento energetico di edifici pubblici ad uso pubblico e di edifici pubblici ad uso residenziale.

5.3.2 Biomassa

Tecnologia, prestazioni e costi

La bioenergia (biocarburanti solidi e gassosi per il riscaldamento e la generazione di energia, biocarburanti liquidi e biometano per i trasporti e altri usi finali) rimane nel mondo la più grande risorsa di energia rinnovabile, contribuendo nel 2019 a circa il 12% del consumo finale di energia (vedi Figura 5-38). Può essere utilizzata per la produzione di energia elettrica e per usi finali, inclusi il riscaldamento, la cottura dei cibi e il trasporto. Attualmente, oltre l'80% della bioenergia viene utilizzata per cucinare e per fornire calore agli edifici e all'industria.

A livello globale, nel 2020, la bioenergia ha fornito circa il 20% del consumo totale di calore, suddiviso in:

a) 8% da uso efficiente di bioenergia;
b) 12% da uso tradizionale della biomassa.

L'uso tradizionale e inefficiente di biomasse solide, come legna da ardere, carbone di legna, residui colturali e letame animale, ha rappresentato quindi oltre la metà del consumo totale di bioenergia, prevalentemente nei paesi in via di sviluppo.

Nel 2019, l'uso efficiente della bioenergia ha fornito circa il 6% della domanda finale totale di energia, più dell'energia idroelettrica e di altre fonti rinnovabili. Si stima che il valore di mercato totale della moderna bioenergia solida e liquida fosse di circa 79 miliardi di dollari nel 2019, di cui 34 miliardi di dollari dal bioetanolo, 35 miliardi di dollari dal biodiesel e 10 miliardi di dollari dai pellet di legno.[158]

[155] Obiettivo di Policy 2 "Un'Europa resiliente, più verde e a basse emissioni di carbonio ma in transizione verso un'economia a zero emissioni nette di carbonio attraverso la promozione di una transizione verso un'energia pulita ed equa, di investimenti verdi e blu, dell'economia circolare, dell'adattamento ai cambiamenti climatici e della loro mitigazione, della gestione e prevenzione dei rischi nonché della mobilità urbana sostenibile"

[156] Obiettivo Specifico 2.1 "Promuovere l'efficienza energetica e ridurre le emissioni di gas a effetto serra"

[157] Obiettivo Specifico 2.2 "Promuovere le energie rinnovabili in conformità con la direttiva sulle energie rinnovabili (UE) 2018/2001, inclusi i criteri di sostenibilità ove previsti"

[158] Globe Newswire, 2021

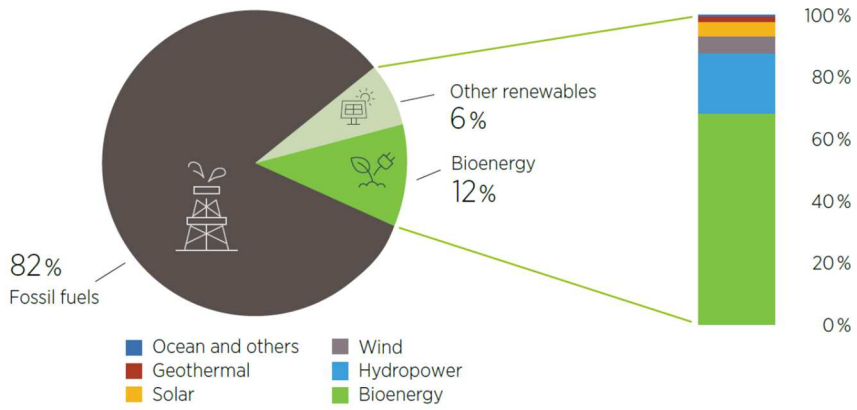
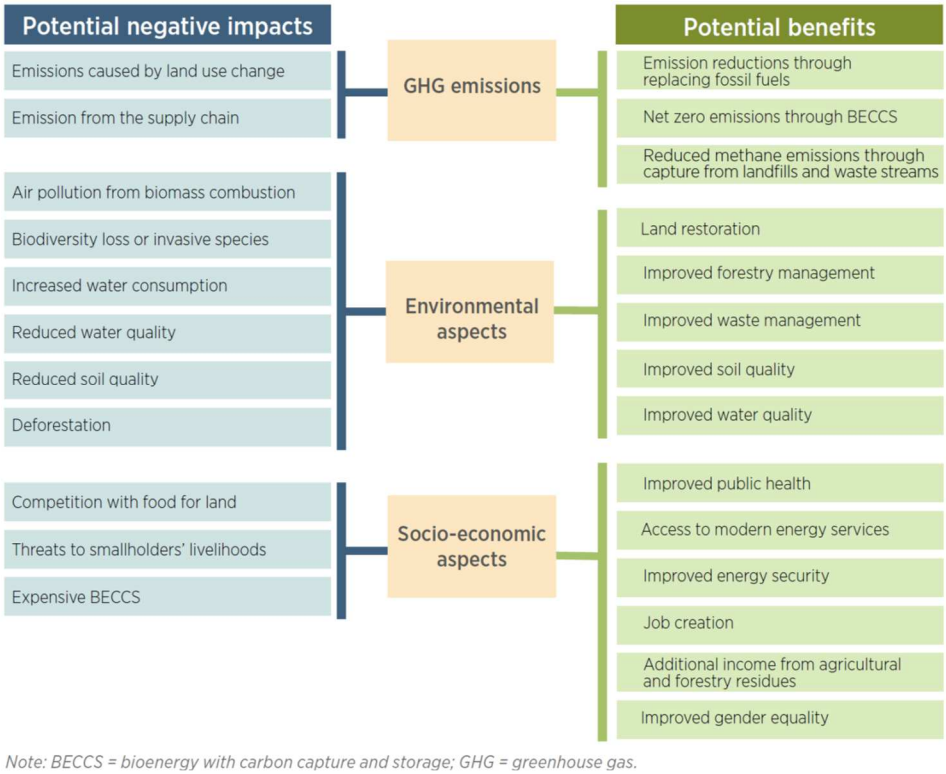


Figura 5-40 - Quote di bioenergie e altre rinnovabili sul totale dei consumi energetici finali, 2019. Fonte: IRENA.

Con il termine "biomasse" si comprende in particolare una molteplicità di materiali di origine biologica, utilizzabile in impianti per la produzione di energia elettrica e/o termica. Per semplicità si fa riferimento alla definizione riportata nella [159]Direttiva Europea 2009/28/CE: "*la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani*".

Lo sfruttamento delle bioenergie e quindi anche delle biomasse è piuttosto complesso perché comporta l'interazione con molti settori diversi, come l'agricoltura, la silvicoltura, la protezione dell'ambiente, e può avere impatti positivi o potenzialmente negativi se l'intera filiera, dall'approvvigionamento all'utilizzo, non è gestita correttamente. I potenziali rischi per la sostenibilità sono legati all'uso del suolo, all'inquinamento atmosferico, alla qualità dell'acqua, alla biodiversità, alla concorrenza con l'approvvigionamento alimentare e agli effetti sulle comunità rurali (Figura 5-41).



Note: BECCS = bioenergy with carbon capture and storage; GHG = greenhouse gas.

Figura 5-41 - Aspetti correlati alla sostenibilità delle bioenergie. Fonte: IRENA.

[159] Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, 23 aprile 2009.

L'utilizzo delle bioenergie in alternativa ai combustibili fossili può condurre a una riduzione delle emissioni di gas serra. Tuttavia, si dovrebbe tenere conto dell'eventuale perdita di assorbimento di anidride carbonica derivante dal possibile cambiamento della destinazione dei terreni.
Un dibattito importante legato all'aumento dell'uso della biomassa riguarda proprio il rischio di convertire aree forestali ad alto assorbimento di anidride carbonica in agricoltura monoculturale o piantagioni di legname per la produzione di biomassa.
Le piantagioni monoculturali su larga scala e altre pratiche di produzione di biomassa, come il cambiamento della gestione forestale verso specie a crescita più rapida, una maggiore estrazione di residui e rotazioni più brevi, possono avere un impatto negativo sulla biodiversità. Al contrario, il rimboschimento di terreni degradati con alberi autoctoni, la pulizia e la gestione sostenibile del bosco possono avere notevoli benefici, come ad esempio la riduzione del rischio incendi e del rischio di dissesto idrogeologico (IPCC, 2018).
Anche le emissioni legate alla catena di approvvigionamento sono una componente chiave da considerare quando è coinvolto il trasporto a lunga distanza di biomassa, come nel caso dell'esportazione di pellet di legno dal Nord America all'Europa.
Negli ultimi decenni, il commercio globale di bioenergia è aumentato a causa della distribuzione squilibrata delle risorse e della domanda. I principali prodotti bioenergetici includono pellet di legno, biodiesel e bioetanolo. Argentina, Cina e Sud-Est asiatico sono i principali esportatori di biodiesel; la biomassa solida è esportata dal Nord America e dal Sud-Est asiatico mentre il bioetanolo dagli USA (Figura 5-42).
Per quanto riguarda in particolare le biomasse solide, tra cui pellet di legno, trucioli di legno e gusci di palmisti, il commercio globale ha raggiunto circa 18 milioni di tonnellate nel 2020, pari al 30% della produzione totale.

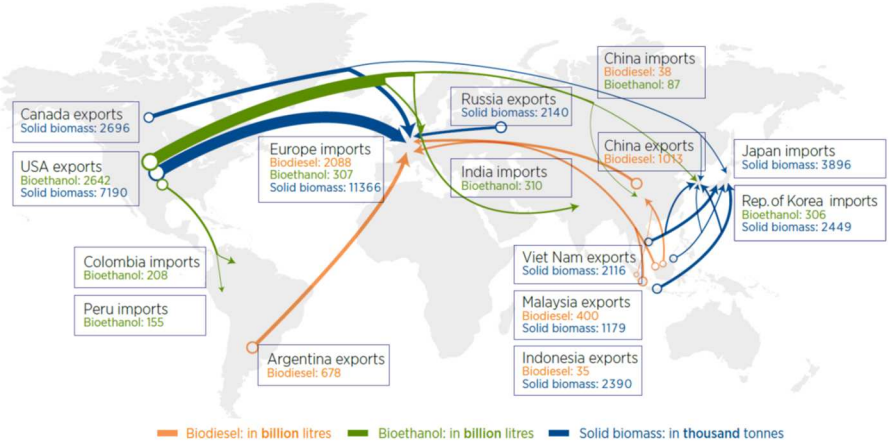


Figura 5-42 - Commercio globale di bioenergie nei mercati principali nel 2020. Fonte: IRENA.

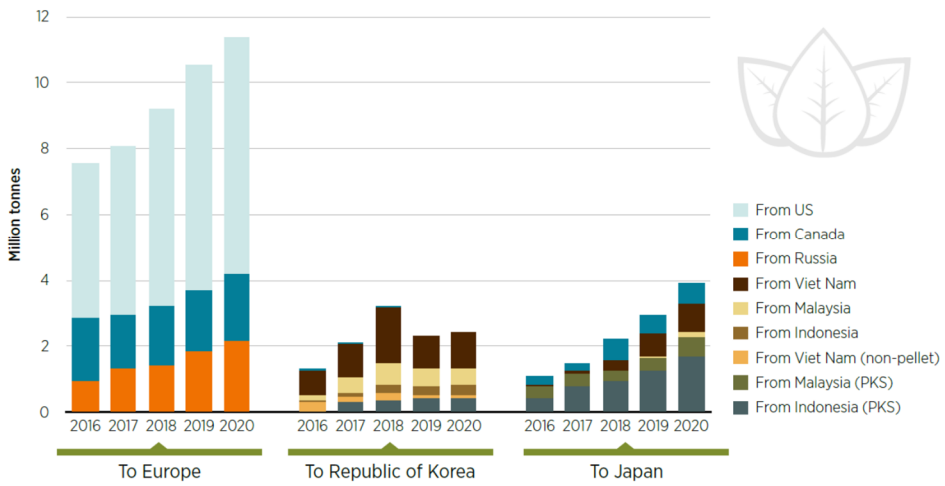


Figura 5-43 - Stima dei volumi esportati di pellet dai maggiori produttori 2016-2020. Fonte: IRENA.

Gli Stati Uniti sono stati il maggiore esportatore di pellet di legno nel periodo 2016-2020, con un volume di esportazioni che è cresciuto costantemente e ha raggiunto 7,2 milioni di tonnellate nel 2020, ovvero il 53% del commercio globale di pellet di legno. A seguire, Canada, Federazione Russa e Vietnam sono i tre paesi con esportazioni significative di pellet di legno.
In Europa negli ultimi dieci anni si è registrato un aumento della domanda di pellet di legno, importato principalmente dal Canada, dalla Federazione Russa e dagli Stati Uniti (Figura 5-43).
Le politiche degli importatori come l'Europa, destinazione principale per i pellet di legno, hanno una grande influenza sul commercio globale di biocarburanti solidi. Il quadro normativo e il sistema di certificazione UE forniscono raccomandazioni sui criteri di sostenibilità e inducono i produttori di biomassa a mantenere un elevato standard di qualità.
Il punto di riferimento fondamentale per la sostenibilità della bioenergia è la Direttiva Europea 2009/28/CE (RED- Renewable Energy Directive), che fissa regole sulla produzione e promozione delle rinnovabili, sia a medio che a lungo termine. La prima versione della Direttiva RED, del 2009, fissava obiettivi per le rinnovabili nell'Unione Europea entro il 2020. Successivamente, la Commissione Europea ha proposto un aggiornamento, attraverso la Direttiva UE 2018/2011, denominata EU-RED II, per il periodo dal 2021 al 2030. Nel luglio 2021, la Commissione europea ha ulteriormente rivisto RED II. La revisione proposta include criteri più rigorosi per le bioenergie, in linea con la strategia dell'UE sulla biodiversità, in particolare si propone quanto segue:

- viene vietato l'approvvigionamento di biomassa per la produzione di energia da foreste primarie, torbiere e zone umide;
- non è previsto alcun sostegno per la biomassa forestale negli impianti per la sola produzione elettrica a partire dal 2026;
- viene proibito agli stati membri di fissare gli incentivi finanziari nazionali finalizzati alla produzione di energia a partire da tronchi da sega (un tronco d'albero abbattuto adatto per essere tagliato in legname) o tronchi da impiallacciatura, ceppi e radici;
- è previsto che tutti gli impianti di produzione di calore ed elettricità a biomassa (centrali cogenerative a biomassa) rispettino le soglie minime di riduzione dei gas serra;
- si applicano i criteri di sostenibilità dell'UE agli impianti cogenerativi a biomassa più piccoli (pari o superiori a 5 MW elettrici).

Un aspetto rilevante dell'uso di biomasse riguarda l'**inquinamento** associato al loro utilizzo.
La combustione di biomassa solida può produrre emissioni di inquinanti atmosferici della stessa tipologia dei combustibili fossili solidi e liquidi, ad eccezione degli ossidi di zolfo (SOx)[160]. Gli inquinanti da combustione di biomasse solide includono principalmente prodotti da combustione incompleta, particolato solido e ceneri volatili. Tuttavia, l'inquinamento varia a seconda delle tecnologie utilizzate, delle caratteristiche della biomassa e del funzionamento del sistema. Nel settore del riscaldamento residenziale, le moderne ed efficienti stufe a biomassa alimentate con biomassa di alta qualità e utilizzando tecnologie di controllo delle emissioni sono in grado di ridurre in modo significativo gli inquinanti atmosferici e rispettare così i limiti di emissione.
La Tabella 5-34 mostra la situazione del consumo finale di calore prodotto da biomassa solida [Mtoe] per i vari Paesi dell'Unione Europea negli anni 2019 e 2020. L'Italia si colloca al quarto posto, alle spalle di Germania, Francia e Svezia. Come si può notare, l'utilizzo delle biomasse è circa stazionario in tutti i paesi europei, se non addirittura in leggera decrescita. Tale rallentamento è imputabile in gran parte proprio al problema delle emissioni prodotte durante l'utilizzo delle biomasse.

[160] Ness, Ravi e Heath, 2021

	2019			2020		
	Total	of which final energy consumption	Of which derived heat***	Total	of which final energy consumption	Of which derived heat***
Germany	10.239	9.647	0.593	10.021	9.413	0.608
France	9.342	8.146	1.196	8.821	7.708	1.113
Sweden	7.660	5.140	2.519	8.130	5.965	2.165
Italy	7.205	6.688	0.517	6.969	6.463	0.506
Finland	7.228	5.587	1.641	6.841	5.208	1.633
Poland	5.275	4.895	0.380	5.534	5.088	0.446
Austria	3.950	3.057	0.893	3.966	3.019	0.947
Spain	3.810	3.810	0.000	3.648	3.648	0.000
Romania	3.451	3.385	0.066	3.432	3.350	0.082
Czechia	2.695	2.511	0.183	2.796	2.582	0.214
Denmark	2.460	1.036	1.424	2.465	0.983	1.482
Portugal	1.812	1.812	0.000	1.802	1.802	0.000
Hungary	1.604	1.520	0.084	1.608	1.520	0.088
Bulgaria	1.173	1.022	0.151	1.298	1.152	0.146
Latvia	1.313	0.965	0.347	1.240	0.905	0.335
Belgium	1.211	1.203	0.008	1.147	1.136	0.011
Lithuania	1.150	0.612	0.537	1.143	0.631	0.512
Croatia	1.116	1.043	0.074	1.123	1.043	0.081
Slovakia	1.123	0.997	0.126	1.114	0.997	0.117
Netherlands	0.925	0.672	0.253	1.018	0.697	0.321
Greece	0.789	0.789	0.000	0.760	0.760	0.000
Estonia	0.691	0.405	0.287	0.730	0.432	0.298
Slovenia	0.514	0.479	0.035	0.499	0.460	0.039
Ireland	0.185	0.185	0.000	0.180	0.180	0.000
Luxembourg	0.083	0.024	0.059	0.124	0.027	0.096
Cyprus	0.025	0.025	0.000	0.025	0.025	0.000
Malta	0.002	0.002	0.000	0.001	0.001	0.000
Total UE 27	**77.030**	**65.657**	**11.373**	**76.434**	**65.194**	**11.240**

Tabella 5-34 - Calore prodotto da biomassa solida [Mtoe] per i vari stati europei, anni 2019 e 2020. Fonte: EurObservER.

In particolare, per quanto riguarda la situazione italiana, è opportuno evidenziare che, dopo una relativamente grande espansione nel recente passato, il PNIEC indica che: *"lo sviluppo del settore delle FER termiche è infatti condizionato dal problema ambientale connesso agli impatti emissivi degli impianti di riscaldamento esistenti a biomasse solide. Pertanto, l'installazione di nuovi impianti di riscaldamento a biomasse dovrà essere guidata in modo da favorire gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza, considerando anche la possibilità che siano introdotte limitazioni a installazioni ex-novo nelle aree caratterizzate da situazioni critiche sotto il profilo della qualità dell'aria. Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, nel breve termine, saranno introdotti requisiti prestazionali più stringenti per l'accesso agli incentivi dei generatori di calore a biomassa".*
In attuazione di quanto previsto nel PNIEC, il Dlgs. n.199/2021 impone molteplici limitazioni su impianti, tipo di combustibile ed emissioni per i generatori di calore a biomassa, soprattutto per l'accesso agli incentivi pubblici.
La Tabella 5-35, estratta dal Rapporto statistico 2020 "Energia da fonti rinnovabili in Italia" del GSE riporta i dati relativi all'impiego di biomassa solida nel settore termico dal 2015 al 2020: in particolare nel 2020 l'energia termica complessiva ottenuta in Italia dall'impiego della biomassa solida per riscaldamento risulta inferiore del 3,6% al dato del 2019.
Anche relativamente al solo settore residenziale in Liguria, i consumi di biomassa risultano in lieve calo (Tabella 5-36).

TJ	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Variazione % 2020/2019
Consumi diretti	**277.342**	**268.041**	**292.025**	**270.383**	**270.256**	**260.352**	**-3,7%**
– Residenziale	*267.682*	*258.465*	*282.916*	*261.746*	*261.375*	*251.751*	*-3,7%*
– Commercio e servizi	*6.110*	*5.422*	*4.886*	*4.509*	*4.468*	*4.089*	*-8,5%*
– Industria	*2.119*	*2.691*	*2.746*	*2.695*	*2.972*	*3.062*	*3,0%*
– Agricoltura	*1.431*	*1.462*	*1.477*	*1.433*	*1.442*	*1.451*	*0,6%*
Produzione di calore derivato	**21.281**	**22.149**	**22.295**	**22.026**	**21.111**	**20.469**	**-3,0%**
– da impianti cogenerativi	*18.342*	*18.898*	*19.018*	*18.667*	*17.537*	*16.431*	*-6,3%*
– da impianti di sola produzione termica	*2.940*	*3.251*	*3.276*	*3.359*	*3.574*	*4.038*	*13,0%*
Totale	**298.623**	**290.191**	**314.320**	**292.410**	**291.367**	**280.821**	**-3,6%**

Tabella 5-35 - Impieghi di biomassa solida nel settore termico [TJ]. Fonte: GSE.

TJ	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020 (%)	Variazione % 2020/2019
Piemonte	25.888	27.249	27.229	26.624	25.413	25.386	10,1%	-0,1%
Valle d'Aosta	1.375	1.456	1.501	1.450	1.375	1.322	0,5%	-3,8%
Lombardia	23.774	24.959	25.436	24.049	23.272	22.550	9,0%	-3,1%
Liguria	5.289	5.720	6.150	6.028	5.225	5.092	2,0%	-2,5%
Provincia di Trento	5.080	5.300	5.476	5.149	5.269	5.106	2,0%	-3,1%
Provincia di Bolzano	4.872	5.141	5.240	5.023	5.307	5.272	2,1%	-0,7%
Veneto	25.785	26.150	27.107	25.832	25.107	25.388	10,1%	1,1%
Friuli Venezia Giulia	8.804	8.929	9.341	8.636	8.468	8.590	3,4%	1,4%
Emilia Romagna	12.562	12.845	13.013	12.857	11.893	11.773	4,7%	-1,0%
Toscana	18.592	18.059	19.932	18.395	17.576	17.296	6,9%	-1,6%
Umbria	9.767	9.784	10.564	9.427	9.098	9.286	3,7%	2,1%
Marche	7.413	7.570	7.621	7.714	6.904	6.968	2,8%	0,9%
Lazio	21.311	19.294	21.845	19.045	19.847	19.346	7,7%	-2,5%
Abruzzo	13.724	12.488	14.079	13.739	13.375	13.044	5,2%	-2,5%
Molise	3.460	3.185	3.594	3.276	3.353	3.141	1,2%	-6,3%
Campania	24.197	21.966	25.310	22.811	24.687	22.614	9,0%	-8,4%
Puglia	11.748	10.393	12.081	10.591	11.353	10.724	4,3%	-5,5%
Basilicata	6.568	6.058	6.902	6.182	6.366	5.798	2,3%	-8,9%
Calabria	19.304	16.574	21.743	18.531	19.175	17.524	7,0%	-8,6%
Sicilia	6.122	5.178	6.307	5.501	6.625	5.654	2,2%	-14,6%
Sardegna	12.048	10.167	12.442	10.885	11.688	9.874	3,9%	-15,5%
ITALIA	**267.682**	**258.465**	**282.916**	**261.746**	**261.375**	**251.751**	**100%**	**-3,7%**

Tabella 5-36 - Consumi diretti di biomassa solida nel settore residenziale [TJ]. Fonte: GSE.

Nell'ambito del **riscaldamento degli edifici**, le possibili applicazioni vanno dalla piccolissima taglia delle caldaie autonome, fino ai grossi impianti di generazione di calore associati a sistemi di teleriscaldamento.
I pellet di legno, utilizzati per il riscaldamento residenziale, possono svolgere un ruolo importante nella transizione energetica quando le materie prime sono ottenute in modo sostenibile (ad esempio da residui forestali, agricoli e dall'industria del taglio del legno), creando per esempio una filiera locale che coniughi, attraverso la manutenzione delle aree boschive, la tutela del patrimonio forestale e la produzione di energia da biomassa.
Diversi aspetti ostacolano la diffusione di questo utilizzo della biomassa a livello locale. Alcuni sono di natura logistica e tecnologica come, ad esempio, una forte parcellizzazione fondiaria, la complessa orografia del territorio che spesso rende inaccessibili ampie aree boschive su versanti ripidi, la scarsa evoluzione delle tecnologie associate alle varie fasi del processo (taglio, esbosco, stoccaggio, trasporto) e infine gli elevati costi degli impianti, soprattutto se adeguati ai limiti stringenti sulle emissioni. Altri ostacoli sono legati a vincoli

burocratici: gli alti costi amministrativi, la sovrapposizione normativa e di competenze all'atto della concessione dell'autorizzazione all'intervento di taglio/esbosco e la carenza di coordinamento e di informazione tra i diversi soggetti pubblici e privati coinvolti o coinvolgibili nel processo.

Potenziale e prospettive in Liguria al 2030

Il PNIEC si pone l'obiettivo di coprire con le biomasse il 16,8% dei fabbisogni di energia termica (Tabella 5-16). Per la Liguria, basandosi sui fabbisogni riportati dal GSE, il 16,8% dei fabbisogni totali corrisponde a 118 ktep (1.373 GWh). Tale valore risulta inferiore alla produzione di calore da biomasse relativa al 2020 (122,9 ktep). Tenuto conto degli ostacoli rilevati per la diffusione della tecnologia e gli orientamenti delle politiche energetiche ed ambientali a livello europeo e nazionale, la Regione Liguria si pone l'obiettivo di **mantenere la produzione di energia da biomassa legnosa al 2030 secondo gli attuali livelli** (potenza installata circa 1.170 MW ed energia prodotta FER 123 ktep/anno).

Azioni per lo sviluppo della biomassa in Liguria

Regione Liguria realizzerà una vasta campagna di comunicazione volta a divulgare tra i potenziali soggetti interessati sul territorio regionale informazioni in merito agli eventuali finanziamenti disponibili sul Programma regionale POR-FESR 2021-2027 ed in particolare:

- l'OP2[161] - OS 2.1[162] - Azione 2.1.1 "*Promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche"* che si attua attraverso la realizzazione di interventi di efficientamento energetico di edifici pubblici ad uso pubblico e di edifici pubblici ad uso residenziale, volti a ridurre i consumi, la dispersione dell'energia per raffrescamento/riscaldamento, le emissioni di gas serra, attraverso azioni integrate e complementari tra loro quali ad esempio: isolamenti a cappotto, coibentazione delle coperture disperdenti, sostituzione delle caldaie con nuove alimentate esclusivamente mediante fonti rinnovabili (**pompe di calore, geotermia, biomassa, solare termico**), sostituzione dei serramenti, rinnovo dei corpi illuminanti con tecnologie a led, soluzione di domotica per la gestione intelligente dei servizi energetici, ecc.
- OP2 – OS 2.2[163] - Azione 2.2.2. *"Incentivi volti all'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili e promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche".* Con tali interventi si intende incentivare l'utilizzo di energia rinnovabile, attraverso l'installazione di impianti a fonti rinnovabili (ad es. fotovoltaico, **solare termico, biomasse**), unitamente ad interventi di realizzazione di interventi di efficientamento energetico di edifici pubblici ad uso pubblico e di edifici pubblici ad uso residenziale.

5.3.3 Solare termico

Tecnologia, prestazioni e costi

Gli impianti solari termici a bassa temperatura utilizzano collettori solari, ovvero dispositivi passivi costituiti da una copertura in vetro (piana o tubolare, Figura 5-44), un assorbitore e una serie di tubazioni brasate o stampate sulla superficie dell'assorbitore; nelle tubazioni, un fluido vettore (acqua, acqua e antigelo, più raramente altri liquidi oppure aria) asporta il calore prodotto dall'irradianza solare.

I collettori solari sono una delle tecnologie solari più diffuse, ammontando a 109 milioni di impianti a collettori solari operanti al mondo nell'anno 2020, con una superficie complessiva stimata di 750 milioni di m^2. La potenza termica totale degli impianti a collettori solari raggiunge i 522 GWt[164], da confrontarsi per esempio con i 950 GWe delle complessive installazioni fotovoltaiche.

In Europa i collettori solari sono utilizzati quasi esclusivamente per la produzione di acqua calda sanitaria, ACS (82% della potenza istallata) mentre le rimanenti installazioni riguardano il calore per la climatizzazione e l'industria. La Figura 5-45 e la Figura 5-46 mostrano esempi di applicazioni solari termiche per utenze industriali e per il raffrescamento estivo degli edifici.

[161] Obiettivo di Policy 2 "Un'Europa resiliente, più verde e a basse emissioni di carbonio ma in transizione verso un'economia a zero emissioni nette di carbonio attraverso la promozione di una transizione verso un'energia pulita ed equa, di investimenti verdi e blu, dell'economia circolare, dell'adattamento ai cambiamenti climatici e della loro mitigazione, della gestione e prevenzione dei rischi nonché della mobilità urbana sostenibile"

[162] Obiettivo Specifico 2.1 "Promuovere l'efficienza energetica e ridurre le emissioni di gas a effetto serra"

[163] Obiettivo Specifico 2.2 "Promuovere le energie rinnovabili in conformità con la direttiva sulle energie rinnovabili (UE) 2018/2001, inclusi i criteri di sostenibilità ove previsti"

[164] IEA SHC Report Solar Heat Worldwide 2022, https://www.iea-shc.org/solar-heat-worldwide.

Secondo IEA, in Europa la tipologia di collettori solari più utilizzata per le nuove installazioni è quella dei collettori piani (*flat plate collectors*, 71%) mentre in Cina, con 18 GWt istallati nel 2020 a fronte di complessivi 21 GWt nel mondo, la tipologia più ricorrente nelle nuove installazioni è quella dei collettori a tubi sottovuoto (*evacuated tube collectors,* 72%).
In Europa la potenza termica istallata[165] ammonta a 40 GWt. I Paesi leader sono la Germania (15,2 GWt) e poi Grecia (3,6 GWt) e Austria (3,3 GWt). L'Italia si colloca in Europa al quinto posto, con una capacità istallata di 3,2 GWt per corrispondenti, 67 milioni di m^2.
Le nazioni in Europa con maggiori installazioni di collettore solare per abitante sono Cipro, Austria, Grecia e Danimarca che annoverano rispettivamente 890, 374, 340 e 244 kWt per mille abitanti[166]. Per l'Austria questi numeri corrispondono per esempio a 0,53 m^2/abitante.
La Tabella 5-37 presenta i dati riportati dal Rapporto statistico 2020 "Energia da fonti rinnovabili in Italia" del GSE relativamente ai consumi diretti di energia termica da fonte solare diretta. Come tendenza generale, si rileva una leggera diminuzione nelle Regioni del nord, mentre l'uso del solare termico cresce nel centro e in maniera ancora più marcata nel sud Italia.

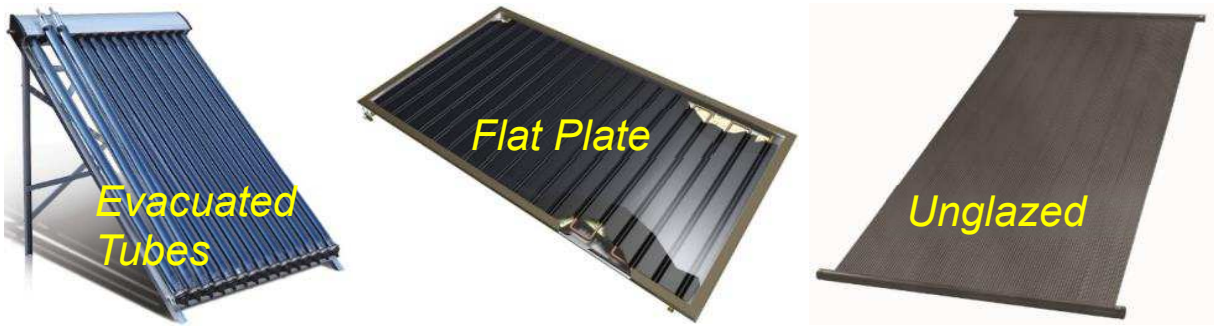


Figura 5-44 -Tipologie di collettori solari: a tubi sottovuoto, collettore piano vetrato, collettore scoperto piano.



Figura 5-45 - Collettori solari per applicazioni industriali presso Martini e Rossi (Torino). L'impianto ha una potenza di 0.4MWt e utilizza particolari collettori sottovuoto di tipo piano. Foto TVP Solar, Svizzera.

[165] EurObservER, SOLAR THERMAL AND CONCENTRATED SOLAR POWER BAROMETERS, Luglio 2022, https://www.eurobserv-er.org/.
[166] EurObservER Report 2022



Figura 5-46 - Collettori solari per il raffrescamento degli edifici con chiller ad assorbimento. Graz, Austria 0.660 MWt. Foto by SOLID Solar Energy Systems GmbH.

TJ	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020 (%)	Variazione % 2020/2019
Piemonte	714	755	886	887	884	880	8,9%	-0,5%
Valle d'Aosta	75	79	78	78	78	78	0,8%	-0,7%
Lombardia	1.455	1.332	1.516	1.504	1.492	1.478	15,0%	-0,9%
Liguria	143	165	165	165	165	165	1,7%	0,0%
Provincia di Trento	523	527	512	509	505	496	5,0%	-1,7%
Provincia di Bolzano	450	445	416	386	352	301	3,0%	-14,5%
Veneto	1.205	1.238	1.185	1.188	1.178	1.169	11,8%	-0,8%
Friuli Venezia Giulia	421	457	453	452	447	443	4,5%	-0,9%
Emilia Romagna	572	621	598	598	602	597	6,0%	-0,7%
Toscana	505	530	508	507	506	507	5,1%	0,1%
Umbria	94	108	108	113	120	125	1,3%	4,0%
Marche	148	161	158	161	165	165	1,7%	-0,1%
Lazio	332	344	337	347	364	377	3,8%	3,7%
Abruzzo	87	97	96	100	107	110	1,1%	3,3%
Molise	21	27	31	37	42	46	0,5%	11,4%
Campania	197	235	243	269	311	359	3,6%	15,5%
Puglia	294	365	407	505	593	675	6,8%	13,8%
Basilicata	34	47	48	55	64	74	0,7%	16,3%
Calabria	131	169	204	251	303	343	3,5%	13,2%
Sicilia	258	358	479	700	902	1.094	11,1%	21,2%
Sardegna	295	318	314	332	365	405	4,1%	10,8%
ITALIA	**7.953**	**8.379**	**8.741**	**9.145**	**9.544**	**9.887**	**100%**	**3,6%**

Tabella 5-37 - Consumi diretti di energia termica da fonte solare [TJ]. Fonte: GSE.

I punti di forza della tecnologia solare termica sono molteplici, a partire dall'affidabilità nel tempo dell'impianto per via delle consolidate tecnologie. Un altro punto di forza fondamentale è la possibilità di accoppiare i collettori solari a sistemi di accumulo dell'energia grazie a serbatoi di acqua a temperature fino a 85°C per applicazioni domestiche. L'accumulo termico consente di far fronte alla mancanza o riduzione di energia solare (situazioni notturne, cielo coperto o pioggia) per intervalli che possono superare le 24 ore.
Utilizzando dei sistemi a collettore solare termico per applicazioni domestiche, nell'ipotesi di una domanda di ACS pari a 200 litri al giorno a nucleo familiare (4 persone), con un aumento di temperatura dell'acqua alle utenze di 40°C e immaginando una frazione coperta dall'impianto solare come media annua pari al 60%, si può ottenere un risparmio energetico di circa 2.000 kWht/anno per nucleo familiare. Tale risparmio

energetico, per una unità immobiliare da 100 m^2 di superficie, corrisponde a circa 20 kWh/m^2/anno[167], quantitativo significativo e non trascurabile nel computo complessivo della domanda di energia termica negli edifici.
Un altro punto di forza dei sistemi solari termici riguarda la minore sensibilità alle condizioni di ombreggiamento parziale dell'impianto, rispetto ai sistemi fotovoltaici. Ciò consente a tali impianti di poter condividere le stesse coperture degli edifici, utilizzando porzioni prive di ombreggiamento per il fotovoltaico e porzioni parzialmente ombreggiate (sia in termini di intervalli di tempo che di quota di superficie) per il solare termico.
Per quanto riguarda i punti di debolezza, il principale riguarda l'ammortamento (in assenza di incentivi) dei costi di installazione (CAPEX). Un impianto solare termico per un nucleo familiare (come nel caso descritto in precedenza) ha un costo unitario chiavi in mano approssimativamente pari a 800 euro/m^2, per complessivi circa 4 m^2 (caso ligure); il tempo di ritorno semplice dell'investimento, considerando un costo del gas naturale pari a 2 euro/nm^3, risulta di circa 5 anni[168]. Tale tempo di ammortamento è superiore a quello di un impianto fotovoltaico, di circa 3 anni senza incentivi considerando il costo del kWh elettrico a 0,25 euro; il solare termico rimane comunque un'opzione oltremodo interessante per privati e aziende che vogliano affrancarsi il più possibile dall'utilizzo del gas naturale per tutte le applicazioni a bassa e media temperatura.

Potenziale e prospettive in Liguria al 2030
Al fine di valutare il potenziale del solare termico in Liguria sono state condotte alcune valutazioni a partire dallo studio UNIGE/DIME relativo alla disponibilità di superfici a tetto negli edifici liguri per impianti fotovoltaici integrati negli edifici (si veda l'Allegato 8).
Tale studio ha consentito di quantificare le superfici a tetto in Liguria teoricamente disponibili per installazioni solari in circa 50 milioni di m^2 per il solo ambito residenziale. Di queste superfici, tenendo conto di molteplici aspetti, soltanto una parte si può ritenere utilizzabile per applicazioni fotovoltaiche (17,5%), in quanto non tutte le superfici del tetto posseggono una buona esposizione solare (e.g. ombreggiamenti) oppure tali superfici sono in parte utilizzate da altri manufatti tecnici. Le rimanenti complessive superfici a tetto non selezionate per coperture fotovoltaiche, al netto di ingombri a tetto non utilizzabili (e.g. manufatti per altri impianti, vani ascensore, etc), potrebbero essere impiegate per installazioni solari termiche, per le quali gli ombreggiamenti parziali producono minori effetti sulla produzione di energia.

Country	***Surface* per capita [m^2/inhab]**	***Power* per capita [kW/inhab]**
Cyprus	1,275	0,893
Austria	0,534	0,374
Greece	0,485	0,339
Denmark	0,348	0,244
Germany	0,262	0,183
Slovenia	0,106	0,074
Spain	0,093	0,065
Poland	0,084	0,059
Italy	0,079	0,055

Tabella 5-38 - Impianti solari termici: potenza e superficie procapite istallata in Europa. Fonte: Eurobserver.

[167] Elaborazione UNIGE/DIME
[168] Elaborazione UNIGE/DIME

Secondo EurObservER[169], la superficie solare termica pro capite installata in Italia è pari a 0,079 m^2/abitante che corrisponde a circa 0,052 kW/abitante (Tabella 5-38). Trasponendo questo numero alla Liguria (1,5 milioni di persone), ne risulterebbero 118.000 m^2 di collettori solari e complessivi 78 MW istallati. Tale valore risulta lievemente superiore a quello che risulta effettivamente installato in Liguria dai dati GSE, pari a 62,8 MW.
Tenuto conto delle caratteristiche specifiche regionali, può essere ragionevole ipotizzare uno scenario al 2030 in cui la superficie pro capite si attesti su valori medi analoghi a quelli del Portogallo (0,144 m^2/abitante che corrisponde a 0,101 kW/abitante): ciò comporta una superficie di collettori solari pari a 216.000 m^2, per complessivi **152 MW installati**. Tale superficie corrisponderebbe allo 0,42% delle superfici disponibili a tetto della Liguria (50 milioni di m^2 per il solo ambito residenziale), frazione che appare compatibile con un eventuale utilizzo del 17,5% delle stesse per le coperture fotovoltaiche.
Tale obiettivo di potenza installata al 2030 pari a 152 MW, considerando una produzione di energia media per la Liguria pari a 1.500 kWh/m^2/anno e un rendimento medio del 60%, consentirebbe di produrre 194,4 GWh/anno (**16,72 ktep/anno**).
Riportando alla scala regionale l'obiettivo PNIEC 2030 (Tabella 5-16), che prevede una copertura dell'1,7% del fabbisogno di energia termica con il solare termico, adottando i fabbisogni totali GSE (riscaldamento + ACS) di cui alla Tabella 5-20, questo valore corrisponde a 11,9 ktep (139 GWh). La produzione relativa allo scenario proposto soddisfa quindi gli obiettivi del PNIEC riportati alla scala regionale.
In relazione invece ai soli fabbisogni di ACS nel settore residenziale, essi risultano per la Liguria pari a 96,7 ktep (1.125 GWh) (Tabella 5-19). Il valore di produzione da solare termico ipotizzato come obiettivo PEAR coprirebbe circa il 17% dei fabbisogni.

Azioni per lo sviluppo del solare termico in Liguria
Regione Liguria realizzerà una vasta campagna di comunicazione volta a divulgare tra i potenziali soggetti interessati sul territorio regionale informazioni in merito agli eventuali finanziamenti disponibili sul Programma regionale POR-FESR 2021-2027 ed in particolare:

- l'OP2[170] - OS 2.1[171] - Azione 2.1.1 "*Promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche"* che si attua attraverso la realizzazione di interventi di efficientamento energetico di edifici pubblici ad uso pubblico e di edifici pubblici ad uso residenziale, volti a ridurre i consumi, la dispersione dell'energia per raffrescamento/riscaldamento, le emissioni di gas serra, attraverso azioni integrate e complementari tra loro quali ad esempio: isolamenti a cappotto, coibentazione delle coperture disperdenti, sostituzione delle caldaie con nuove alimentate esclusivamente mediante fonti rinnovabili (**pompe di calore, geotermia, biomassa, solare termico**), sostituzione dei serramenti, rinnovo dei corpi illuminanti con tecnologie a led, soluzione di domotica per la gestione intelligente dei servizi energetici, ecc.
- l'OP2 – OS 2.2[172] - Azione 2.2.2. *"Incentivi volti all'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili e promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche".* Con tali interventi si intende incentivare l'utilizzo di energia rinnovabile, attraverso l'installazione di impianti a fonti rinnovabili (ad es. fotovoltaico, **solare termico, biomasse**), unitamente ad interventi di realizzazione di interventi di efficientamento energetico di edifici pubblici ad uso pubblico e di edifici pubblici ad uso residenziale.

5.4 Le Comunità Energetiche Rinnovabili

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) rivestono un ruolo fondamentale per la realizzazione della transizione energetica e il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni previsti per il 2030; esse rappresentano una soluzione innovativa per soddisfare il fabbisogno energetico, in cui gruppi di consumatori - Enti locali, aziende, attività commerciali o cittadini privati - si uniscono per partecipare attivamente al

[169] EurObservER, SOLAR THERMAL AND CONCENTRATED SOLAR POWER BAROMETERS, Luglio 2022, https://www.eurobserv-er.org/.
[170] Obiettivo di Policy 2 "Un'Europa resiliente, più verde e a basse emissioni di carbonio ma in transizione verso un'economia a zero emissioni nette di carbonio attraverso la promozione di una transizione verso un'energia pulita ed equa, di investimenti verdi e blu, dell'economia circolare, dell'adattamento ai cambiamenti climatici e della loro mitigazione, della gestione e prevenzione dei rischi nonché della mobilità urbana sostenibile"
[171] Obiettivo Specifico 2.1 "Promuovere l'efficienza energetica e ridurre le emissioni di gas a effetto serra"
[172] Obiettivo Specifico 2.2 "Promuovere le energie rinnovabili in conformità con la direttiva sulle energie rinnovabili (UE) 2018/2001, inclusi i criteri di sostenibilità ove previsti"

mercato dell'energia, dotandosi di infrastrutture per la produzione da fonti rinnovabili e l'autoconsumo. Tali soggetti diventano "*prosumer*"[173], impegnandosi nelle diverse fasi di produzione, consumo e scambio dell'energia, secondo i principi di responsabilità ambientale, sociale ed economica ed in un'ottica di collaborazione e condivisione.
A tale proposito, si stima che entro il 2050 i cittadini della UE che entreranno a far parte del mercato dell'energia in qualità di *prosumer* saranno oltre 260 milioni, in grado di generare fino al 45% dell'elettricità rinnovabile complessiva del sistema[174].

Inquadramento normativo
A livello europeo, il concetto di "Comunità Energetica" viene introdotto nell'ambito del pacchetto di norme "Energia Pulita per tutti"[175] dalla **Direttiva 2018/2001/UE** per la promozione dell'uso delle energie rinnovabili (cd. REDII)[176], che definisce la "**Comunità Energetica Rinnovabile**" come un soggetto giuridico che si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, il cui obiettivo principale non è la generazione di profitti finanziari, ma il conseguimento di benefici ambientali, economici e sociali per i soci o il territorio in cui opera. Per garantire il carattere no-profit di tali comunità, non è ammessa la partecipazione, in qualità di membri, di aziende del settore energetico (fornitori e ESCO), che possono tuttavia prestare servizi di fornitura e di infrastruttura.
A livello nazionale la Direttiva RED II è stata recepita in Italia con il **D. Lgs n. 199/2021**[177], che richiama (Art.31) quanto stabilito dalla normativa comunitaria in relazione alle definizioni, agli obiettivi della CER ed ai soggetti che vi possono prendere parte, specificando come essa sia aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili.
Si precisa che quanto previsto dal D. Lgs n.199 entrerà definitivamente in vigore a seguito dell'emanazione dei relativi decreti attuativi di prossima pubblicazione, prevista inizialmente per giugno 2022 (entro 180 giorni dalla pubblicazione del decreto) e attualmente (dicembre 2022) in fase di consultazione pubblica.
Il suddetto Decreto risponde in una certa misura a quanto rilevato nel **Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima** (PNIEC), che individua tra le misure per contribuire dell'obiettivo UE per il 2030 sulle rinnovabili proprio le CER.
Il PNIEC evidenzia come le comunità di energia rinnovabile costituiscano "uno strumento, da un lato (anche) per sostenere le economie dei piccoli Comuni, sovente ricchi di risorse rinnovabili, dall'altro per fornire opportunità di produzione e consumo locale di energia rinnovabile anche in quei contesti nei quali l'autoconsumo è tecnicamente difficile".
Il PNIEC evidenzia come le CER possano migliorare il consenso locale per la realizzazione degli impianti e possano costituire uno strumento per sostenere le famiglie in condizioni di povertà energetica.
In Italia il meccanismo di funzionamento della CER si fonda su un "modello virtuale" di condivisione dell'energia, in cui 'energia prodotta (al netto di quella consumata istantaneamente) dagli impianti (tipicamente impianti solari fotovoltaici) nelle disponibilità delle Comunità viene immessa in rete e viene premiata, tramite incentivi dedicati, la produzione di energia ed il suo consumo attraverso la valorizzazione dell'energia condivisa".
Il D. Lgs. n. 199 fornisce la definizione di energia condivisa[178] e stabilisce le condizioni per l'organizzazione delle comunità energetiche trattate nel seguito.
A livello *regionale*, la Regione Liguria ha approvato, anticipando il recepimento nazionale della Direttiva, la **Legge Regionale 6 luglio 2020 n. 13 "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche"**. Ad essa è seguita la **Deliberazione della Giunta Regionale n. 392/2021** che ne reca i Criteri Attuativi. Entrambi gli atti sono attualmente in fase di revisione.

[173] Termine inglese utilizzato per riferirsi ad un soggetto che non si limita al ruolo passivo di consumatore (consumer), ma partecipa attivamente alle diverse fasi del processo produttivo (producer). In questo caso, il "prosumer" è colui che possiede un proprio impianto di produzione di energia, di cui è anche consumatore.
[174] "Le Comunità Energetiche in Italia", disponibile al seguente link: https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-volumi/2020/guida_comunita-energetiche.pdf
[175] Il pacchetto di norme "Energia Pulita per tutti", proposto dalla Commissione europea nel novembre 2016, comprende otto testi legislativi sul mercato dell'energia elettrica e sui consumatori, sull'efficienza energetica e l'efficienza energetica degli edifici, sulla sostenibilità delle energie rinnovabili e delle bioenergie e sulla governance dell'Unione dell'energia. Sono stati tutti pubblicati nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea entro giugno 2019.
[176] Direttiva 2018/2001/UE per la promozione dell'uso delle energie innovabili (cd. REDII) https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001. Art. 21 e 22.
[177] Gazzetta Ufficiale Art.8 e Titolo IV
[178] Definizione da art. 2 lettera q) del D. Lgs n. 199/2021 "l'energia condivisa in una CER è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati situati nella stessa zona di mercato".

Requisiti organizzativi e tecnici

Le CER sono soggetti di diritto autonomo e l'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali (inclusi i Comuni, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, le associazioni del terzo settore e di protezione ambientale), situati nello stesso territorio in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione dell'energia. Come già anticipato, la partecipazione alla CER è volontaria e aperta a tutte le suddette categorie, compresi i cittadini appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili. Per quanto riguarda le imprese, la partecipazione è ammessa quando non ne costituisce l'attività commerciale principale.

I consumatori organizzati in CER mantengono i loro diritti di clienti finali e i rapporti tra i membri vengono regolati tramite un contratto di diritto privato, che individua univocamente un soggetto responsabile del riparto dell'energia condivisa.

Sulla base delle condizioni specifiche della CER, quali ad esempio le dimensioni e l'entità dell'investimento richiesto, e della coerenza con i suoi obiettivi e caratteristiche, la Comunità Energetica Rinnovabile potrà assumere una diversa forma giuridica; tra le configurazioni possibili vi sono l'associazione senza scopo di lucro, la società cooperativa, il consorzio e le fondazioni di partecipazione.

Per quanto concerne gli impianti di produzione di energia elettrica a disposizione della CER, per accedere agli incentivi essi devono essere alimentati da fonti rinnovabili, avere potenza non superiore a 1 MW ed essere sottesi alla medesima cabina di trasformazione primaria[179].

Possono operare in deroga al limite di 1 MW le Autorità di Sistema Portuale e i concessionari di beni demaniali, che possono costituire CER portuali con impianti di potenza superiore ad 1 MW anche con amministrazioni pubbliche locali [180].

Gli impianti devono inoltre essere di proprietà o nella piena disponibilità e controllo della CER, sulla base di un titolo giuridico (ad es. l'usufrutto, il comodato d'uso o altro titolo contrattuale) ed essere di nuova costruzione (entrata in esercizio dopo l'8 novembre 2021); resta ferma la possibilità di adesione per impianti esistenti, per una misura non superiore al 30 per cento della potenza complessiva che fa capo alla Comunità. La CER può inoltre produrre anche altre forme di energia rinnovabile (ad. es energia termica), finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, può promuovere interventi integrati di domotica e interventi di efficienza energetica, nonché offrire ai propri membri servizi di ricarica dei veicoli elettrici.

Benefici

Lo sviluppo delle CER presenta benefici di natura economica, sociale e ambientale. Tra i principali si evidenziano i seguenti:

- *facilitano gli investimenti nella transizione energetica e li mantengono nell'economia locale,* coinvolgendo i soggetti del territorio e utilizzando fonti energetiche locali;
- *promuovono la conoscenza e la cultura sui temi dell'energia, cambiando i comportamenti verso un consumo più consapevole e facilitando l'accettazione sociale verso le energie rinnovabili*, fornendo ai cittadini la possibilità di partecipare attivamente alla proprietà degli impianti;
- *generano benefici non solo per i soci, ma per la comunità locale nel suo complesso*, creando nuove opportunità di lavoro (es. per l'istallazione e la gestione degli impianti) e tipicamente reinvestendo parte dei profitti in progetti per il territorio (es. progetti di efficienza energetica di edifici pubblici, realizzazione di nuove aree pubbliche o servizi, ecc.);
- *contribuiscono significativamente alla transizione "verde",* promuovendo la riduzione delle emissioni di CO_2 in atmosfera e una maggiore diffusione delle energie rinnovabili;
- *contribuiscono a rendere il sistema energetico più efficiente e flessibile*, attraverso una migliore gestione della domanda e dell'offerta, lo stoccaggio e la parziale riduzione delle perdite di trasporto e distribuzione.

A questi benefici di carattere generale si aggiungono i **benefici diretti di natura economica** per i soci delle CER, che possono ricevere un incentivo sotto forma di tariffa premio sulla base dell'energia prodotta e condivisa, oltre alla remunerazione dell'energia immessa in rete.

[179] Il D.Lgs 199/2021 innalza il limite di potenza precedentemente fissato a 200 kW e amplia il perimetro della CER da cabina secondaria a primaria; attualmente, fino all'emanazione dei Decreti attuativi al D.Lgs 199/2021 è ancora in vigore il regime transitorio che fa riferimento ai 200 kW ed alla cabina secondaria

[180] Decreto-legge 144 del 2022 "Aiuti- ter"

Nello specifico, fatta eccezione per la quota di energia autoconsumata istantaneamente, l'energia prodotta dagli impianti nella disponibilità della CER viene immessa in rete e valorizzata come segue:

- alla quota di energia condivisa tra i membri, il GSE - Gestore dei Servizi Energetici riconosce un incentivo erogabile per 20 anni sotto forma di tariffa premio[181]. L'incentivo viene corrisposto al soggetto referente della CER, che provvederà al riparto tra i soci sulla base di un regolamento stipulato in fase di avvio della stessa;
- tutta l'energia immessa in rete viene venduta attraverso il meccanismo del Ritiro Dedicato offerto dal GSE[182] o tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione (i cosiddetti *Power Purchase Agreement*[183]). Anche tale ricavo viene corrisposto al referente della CER che dovrà ripartirlo tra i membri.

La ripartizione dei proventi della CER andrà concordata tra i soci con un accordo di diritto privato. A tal fine, si possono utilizzare vari schemi di ripartizione, da quelli più semplici che prevedono una ripartizione pro-utente, a quelli più complessi che tengono conto non solo della quantità di energia consumata dal singolo utente, ma anche di altri fattori quali la temporalità dei consumi o la situazione socioeconomica dei singoli soci.

Non va infine sottovalutato il **carattere di innovazione sociale delle CER** che, stabilendo relazioni e collaborazioni tra i soggetti del territorio, presentano il potenziale di rafforzare il rapporto di fiducia e innescare processi virtuosi di progettazione condivisa per lo sviluppo locale, specialmente nei casi in cui siano coinvolti i Comuni.

Autoconsumo Collettivo

Un'ulteriore configurazione innovativa per la produzione e la condivisione dell'energia che presenta dinamiche per certi versi analoghe alle CER è rappresentata dall'Autoconsumo Collettivo previsto dall'art. 30 del già citato D Lgs n. 199/2021.

Per autoconsumo collettivo (o gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente) si intende un insieme di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che si trovano nello stesso condominio o edificio con più unità abitative dove viene installato un impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (tipicamente solare fotovoltaico) nelle aree comuni, a servizio del fabbisogno di energia elettrica sia per le utenze condominiali, che per quelle delle unità immobiliari autonome (appartamenti).

Il meccanismo di funzionamento, similmente a quello delle CER, si basa sul modello virtuale di condivisione dell'energia: l'energia prodotta dall'impianto, al netto di quella consumata istantaneamente per le utenze condominiali, viene immessa in rete, "condivisa" tra i membri del gruppo di Autoconsumo Collettivo (AC) e valorizzata attraverso incentivi economici.

In particolare, i clienti finali e/o produttori che si riuniscono in AC:

- non devono svolgere come attività commerciale la produzione di energia elettrica;
- devono sottoscrivere contratto privato che può essere rappresentato dal verbale di delibera assembleare firmato dai condomini che aderiscono;
- devono demandare ad un referente (condominio) la costituzione/gestione dell'AC la e richiesta di accesso al servizio di valorizzazione GSE dell'energia condivisa;
- mantengono i loro diritti di clienti finali (compresa la scelta del proprio venditore) e possono recedere in ogni momento e uscire dalla configurazione.

Dal punto di vista dei benefici economici, come per le CER, l'AC presenta due tipologie di remunerazione:

- alla quota di energia condivisa (si veda la medesima definizione riportata per la sezione CER) tra i membri dell'AC, il GSE - Gestore dei Servizi Energetici riconosce un incentivo erogabile per 20 anni sotto forma di tariffa premio[184]. L'incentivo viene corrisposto al soggetto referente che provvederà al riparto tra i membri;

[181] Pari a 110 Euro/MWh fino all'entrata in vigore dei decreti attuativi al D Lgs. n.199/2021, attualmente in consultazione.

[182] Nell'ambito del quale il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti, come avviene sul libero mercato, ma è definito da ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul Mercato del Giorno Prima.

[183] Contratti di acquisto conclusi fra un proprietario di impianti di produzione di energia (da fonti rinnovabili) e un acquirente (tipicamente un grossista) secondo soluzioni contrattuali da disciplinare tra le parti (durata, tipologia prezzo, gestione rapporti con GME).

[184] Pari a 100 Euro/MWh fino all'entrata in vigore dei decreti attuativi al Dlgs. n.199/2021, attualmente in consultazione.

- tutta l'energia immessa in rete viene venduta attraverso il meccanismo del Ritiro Dedicato offerto dal GSE[185] o tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione (i cosiddetti *Power Purchase Agreement*[186]). Anche tale ricavo viene corrisposto al referente dell'AC che dovrà ripartirlo tra i membri.

Azioni per lo sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili

Al fine di favorire lo sviluppo e la diffusione delle CER, Regione Liguria ha avviato una campagna informativa di comunicazione e sensibilizzazione dei soggetti potenzialmente interessati, attraverso eventi sul territorio e la realizzazione di una sezione dedicata sul proprio sito web oltre a materiale informativo.

Tale campagna potrà essere integrata con focus ad-hoc al fine di divulgare informazioni in merito agli eventuali **finanziamenti disponibili**, tra cui si evidenziano:

- l'Investimento 1.2 "Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e autoconsumo" della M2 C2 del PNRR, rivolto ad Amministrazioni Pubbliche, famiglie e microimprese in piccoli Comuni a rischio spopolamento. L'investimento, con dotazione pari a 2,2 miliardi di euro, mira ad installare circa 2.000 MW di capacità di generazione distribuita da fonti rinnovabili in Comuni con meno di 5.000 abitanti attraverso prestiti a tasso zero reale nella misura massima del 100% dei costi ammissibili.
- Azione 2.2.2 del Programma regionale **POR-FESR 2021-2027 "Incentivi volti all'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili e promozione dell'eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche";**
- Azione 2.2.3 del Programma regionale **POR-FESR 2021-2027**: "**Sostegno alla diffusione delle comunità energetiche"** che intende promuovere la diffusione di comunità energetiche tra Pubbliche Amministrazioni e PMI in sinergia con il PNRR.

Infine, per favorire lo sviluppo delle **Comunità Energetiche Portuali** previste dal Decreto Aiuti-bis, si evidenzia l'avvio da parte di Regione Liguria di un apposito Tavolo tecnico di lavoro permanente tra Regione e le due ASdP del Mar Ligure Occidentale ed Orientale, con l'ausilio di IRE SpA.

5.5 L'innovazione tecnologica

La Ricerca e l'Innovazione Tecnologica in Liguria

Il PEAR definisce le politiche energetiche regionali al 2030, ponendosi obiettivi di risparmio energetico in vari comparti e favorendo il ricorso alle fonti di energia rinnovabile, attraverso un mix di varie opzioni tecnologiche. Le tecnologie a disposizione sono molteplici e per molte di esse l'affidabilità e i risultati ottenibili sono noti e condivisi a livello scientifico, tecnico e politico. In particolare, tra le tecnologie che già oggi sono realtà solidissime in termini di contributo alla riduzione delle emissioni serra si menzionano il solare, l'eolico, i materiali e le tecniche per il risparmio energetico, le pompe di calore (ad aria, acqua, geotermiche).

La ricerca in questi settori fondamentali sarà prioritaria, in quanto queste sono le tecnologie che maggiormente incidono e ancora di più potranno incidere in questo decennio in termini di risparmio energetico, produzione di energia rinnovabile, rafforzamento strategico nazionale e regionale nel settore energetico.

In questa ottica un ruolo chiave è rivestito dal solare fotovoltaico: la ricerca nella direzione delle soluzioni integrate negli edifici (Building Integrated Photovoltaics), nel settore dei sistemi a inseguimento e bifacciale, nel comparto "agrivoltaico" deve essere massicciamente sostenuta in quanto chiave per lo sviluppo delle rinnovabili in Liguria.

Anche la risorsa eolica va sostenuta al fine di ricercare soluzioni che minimizzino i costi "Levelized" dell'energia, migliorarne la pianificazione energetica e territoriale, sviluppare le installazioni offshore. Per quanto riguarda in particolare l'eolico offshore, le eccellenze cantieristiche liguri potranno fornire un contributo nazionale importantissimo, per installazioni anche non riguardanti il Mar Ligure.

[185] Nell'ambito del quale il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti, come avviene sul libero mercato, ma è definito da ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul Mercato del Giorno Prima.

[186] Contratti di acquisto conclusi fra un proprietario di impianti di produzione di energia (da fonti rinnovabili) e un acquirente (tipicamente un grossista) secondo soluzioni contrattuali da disciplinare tra le parti (durata, tipologia prezzo, gestione rapporti con GME).

Un aspetto molto importante legato allo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili riguarda le reti (elettriche e termiche) che devono essere "robuste" e intelligenti, associate a sistemi di accumulo di energia (elettrica e termica) in grado di accoppiare meglio gli andamenti temporali di domanda e disponibilità di energia, non sempre sincroni. Le tecnologie e la ricerca in tema di Energy Storage sono un punto cardine da perseguire anche in Liguria.
L'elettrificazione massiccia di tutti i comparti energetici (e.g. autotrasporti) comporterà scenari assolutamente nuovi, inclusi quelli riguardanti la climatizzazione degli edifici, dove le pompe di calore diverranno la soluzione di riferimento e rispetto alle quali la ricerca deve essere al passo con la penetrazione di mercato che sarà considerevole.
La ricerca deve essere sostenuta anche su tecnologie per le quali non si prevedono particolari espansioni nel contesto ligure, come per il settore idroelettrico, fondamentale in Liguria, ma caratterizzato da una penetrazione sul territorio già quasi massimale rispetto alla risorsa disponibile. Revamping e repowering idro sono invece possibili sul territorio ligure e devono essere perseguiti.
Esistono poi altre fonti energetiche emergenti, come l'**energia da moto ondoso** ed il nucleare, per la quali la ricerca deve proseguire.
Nel futuro l'energia di tipo marino potrà fornire un contributo non trascurabile in Europa. Ad oggi le installazioni di questo tipo, in termini di potenza istallata ed energia generata, ammontano a diversi ordini di grandezza in meno rispetto a tutte le altre installazioni rinnovabili (idro, solare, eolico, biomasse). Tuttavia, sui mari oceanici le energie marine in gioco sono significative e la ricerca deve proseguire per sfruttare al meglio le opportunità derivanti da queste applicazioni.
Il **nucleare** non presenta in Italia scenari impiantistici nel medio futuro, in relazione a precise scelte nazionali adottate da diversi decenni. La ricerca deve però anche in questo settore proseguire in maniera sostenuta affinché tutte le questioni di sicurezza, decommissioning, gestione del combustibile esausto, costi, possano essere correttamente indirizzate e risolte.
La ricerca deve inoltre continuare nella direzione dei combustibili non climalteranti (e.g. biogas da trattamento di reflui e da discarica) e dei vettori energetici. Nel futuro, un vettore energetico molto importante sarà l'**idrogeno**, per tutte le applicazioni relative alla distribuzione dell'energia, all'energy storage, e come combustibile nel comparto dei trasporti pesanti e su nave. La ricerca nel solco dell'accezione "verde" dell'idrogeno, dove nessun idrocarburo è utilizzato nel processo produttivo, sarà fondamentale anche in Liguria.

5.5.1 Idrogeno

Idrogeno: contesto attuale e possibili trend

L'idrogeno è l'elemento più semplice della tavola periodica ed è anche quello più abbondante nell'universo. Sulla superficie terrestre l'idrogeno non è presente individualmente, ma all'interno di altre sostanze, tra cui l'acqua che rappresenta la fonte di idrogeno più abbondante sul pianeta.
La domanda mondiale di idrogeno nell'anno 2021 è stata pari a 94 Mt con un incremento del 5% rispetto al 2020[187]. Il 40% del consumo mondiale di idrogeno è mediamente usato nel processo di raffinazione di idrocarburi, mentre il 60% è utilizzato in processi industriali (es. produzione di ammoniaca, industria elettronica, industria chimica, ecc.). Ad oggi l'utilizzo per scopi energetici è puramente dimostrativo ed il consumo di idrogeno per power generation, trasporti, ecc. può essere stimato in 40 kt a livello mondiale. Il principale consumatore di idrogeno a livello mondiale è la Cina con una domanda nel 2021 pari a circa 28 Mt, seguita dagli USA e dall'area del Medio Oriente, entrambi aventi una domanda pari a circa 12 Mt. L'Europa è il quarto consumatore mondiale di idrogeno con un consumo di circa 8 Mt[188]
Secondo le stime IEA, in uno scenario *business as usual*, la domanda di idrogeno potrebbe raggiungere 115 Mt entro il 2030. Ci si attende che l'incremento sarà dovuto alle tradizionali attività che impiegano idrogeno (es. industria e raffinazione di idrocarburi). Solo una quota residuale, circa 2 Mt, verrà probabilmente usata per utilizzi innovativi in ambito energetico. Al contrario, in uno scenario in cui si assuma che tutti gli impegni verso la decarbonizzazione vengano mantenuti dai governi, IEA si aspetta una domanda di 130 Mt di H_2, di

[187] IEA Global Hydrogen Review 2022
[188] IEA Global Hydrogen Review 2022

cui il 25% sarà destinata ad usi energetici innovativi. Per raggiungere tale scopo sono necessarie azioni concrete che possano rendere effettivamente raggiungibili i target prefissati.
L'Italia nelle Linee Guida Preliminari della "Strategia Nazionale Idrogeno" indica come target il 2% circa di penetrazione dell'idrogeno nella domanda energetica finale.

Produzione di Idrogeno

Nella produzione di idrogeno è prassi comune associare alla materia prima di provenienza un colore; pertanto, ci si riferisce tipicamente all'idrogeno *"black", "grey", "brown", "blue",* e *"green"*. I colori definiscono, rispettivamente, le seguenti fonti di provenienza: carbone, gas naturale, lignite, fonti fossili associate a sistemi di abbattimento delle emissioni di CO_2, energia elettrica rinnovabile.
Ai sensi del DM – Ministero della Transizione Ecologica - 21 settembre 2022, per idrogeno verde si intende quello che soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto ad un combustibile fossile di riferimento di 94 g CO_2e/MJ ovvero l'idrogeno che comporta meno di 3 $tCO_2eq/3tH_2$, prodotto mediante processo elettrolitico a partire da fonti di energia rinnovabile e/o dall'energia elettrica di rete. Il Titolo I del DM – Ministero della Transizione Ecologica – n. 463 del 21 ottobre 2022 definisce idrogeno rinnovabile quello prodotto ai sensi del DM 21 settembre 2022 se prodotto a partire da FER.
Ad oggi la maggior parte dell'idrogeno è prodotto da combustibili fossili; dunque, alla sua produzione sono associate emissioni di CO_2 e di sostanze inquinanti. Si stima che, in totale, meno dell'1% della produzione totale di idrogeno sia di tipo "*blue*" o "*green*", mentre la maggior parte viene prodotto a partire da gas naturale[189] mediante il processo di reforming. Infatti, la produzione di idrogeno è responsabile, mediamente, delle emissioni di 830 $MtCO_2$/anno.
Il 60% della produzione totale è realizzata in impianti dedicati alla produzione di idrogeno, mentre circa il 30% della produzione è effettuata in impianti in cui l'idrogeno rappresenta un *byproduct* (uno scarto del processo primario) e spesso necessita di ulteriori processi per essere purificato.
L'idrogeno rappresenta una possibile soluzione per l'*energy transition* dei settori difficili da *decarbonizzare*, quali lavorazioni industriali ad alta temperatura, trasporti a lungo raggio, ma anche riscaldamento di edifici (es. *blending* tra idrogeno e gas naturale). Esso può essere ritenuto un ottimo combustibile essendo caratterizzato da un potere calorifico inferiore pari a 120 MJ/kg, ovvero tre volte superiore a quello della benzina, e l'indiscutibile vantaggio di garantire un processo di combustione con assenza di sostanze inquinanti.
A tale scopo è necessario che la produzione di idrogeno avvenga in modalità "green", ovvero mediante il processo di elettrolisi con l'utilizzo di elettricità generata da rinnovabili. Il processo di elettrolisi richiede acqua ed elettricità come input fondamentali. Sono necessari circa 9 l di acqua per kg di H_2 ottenendo anche 8 kg di O_2 come *byproduct.* Se tutto l'idrogeno attualmente utilizzato fosse prodotto mediante elettrolisi, sarebbero necessari 617 Mm^3 di acqua, ovvero l'1,3% del consumo di acqua di tutto il settore energetico[189].
A seconda della tecnologia utilizzata, l'efficienza di conversione di un elettrolizzatore, inclusa la compressione dell'idrogeno in un serbatoio di stoccaggio, varia tra il 60% - 80%[190].
Il consumo di acqua potrebbe essere un fattore critico nella produzione di idrogeno, soprattutto in aree a rischio siccità. In zone costiere si potrebbe pensare di usare l'acqua del mare, ma prima di utilizzarla occorrerebbe desalinizzata mediante processi di osmosi inversa o altre tecnologie. Ovviamente ciò determinerebbe un incremento del costo di produzione.
L'elettrolisi dell'acqua è un metodo per produrre idrogeno attraverso una reazione di ossidoriduzione in acqua mediante il passaggio di una corrente continua tra anodo e catodo dell'elettrolizzatore entrambi immersi in una soluzione elettrolitica. L'idrogeno viene prodotto al catodo, mentre all'anodo si produce ossigeno. Ad oggi tre principali processi vengono utilizzati per l'elettrolisi:

- **Elettrolisi Alcalina**. È una tecnologia matura tipicamente utilizzata in processi continui, è poco adatta per applicazioni che sfruttano generazione elettrica intermittente. Nella maggior parte dei casi viene usata una soluzione elettrolitica a base di idrossido di potassio o idrossido di sodio che circola tra due

[189] IEA The Future of Hydrogen 2019
[190] IRENA, 2020. Green Hydrogen Cost Reduction.

elettrodi in lega di nichel[191]. La temperatura di lavoro è di 60-80 °C. L'efficienza al 2030 è stimata in un range del 65%-71%, la vita utile tra 90.000 e 100.000 ore, ed il CAPEX tra 400 e 850 $/kWe;

- **Elettrolizzatori PEM**. Utilizzano acqua pura come soluzione elettrolitica, evitando il recupero e riciclo della soluzione elettrolitica di idrossido di potassio come avviene nell'elettrolisi alcalina. Richiedono materiali costosi quali catalizzatori al platino e/o iridio per gli elettrodi e membrane. La temperatura di lavoro è di 50-80 °C. L'efficienza al 2030 è stimata in un range del 63%-68%, la vita utile tra 60.000 e 90.000 ore, ed il CAPEX tra 650 e 1100 $/kWe;
- **Elettrolizzatori SOECs.** Rappresentano l'ultimo sviluppo tecnologico in ambito di elettrolisi. Utilizzano un elettrolita ceramico e necessitano di materiali più economici rispetto alle PEM. Operano ad alta temperatura ed utilizzano vapore, dunque necessitano di energia termica. Il funzionamento degli elettrolizzatori SOECs può essere invertito al fine di ottenere una *fuel* cell. La temperatura di lavoro è di 650-1000 °C. L'efficienza al 2030 è stimata in un range del 77%-84%, la vita utile tra 40.000 e 60.000 ore, ed il CAPEX tra 800 e 2800 $/kWe.

Negli ultimi anni sono stati installati diversi elettrolizzatori PEM con potenze elettriche crescenti da una media di 0,1MW del periodo 2000-2009 a 1MW del periodo 2015-2019.

Costo di produzione dell'idrogeno attraverso elettrolisi

Il costo di produzione dell'idrogeno è influenzato da diversi fattori tecnici ed economici, quali efficienza di conversione, CAPEX, load factor, e costi operativi (es. costo energia elettrica).

Ad oggi il CAPEX ammonta tra i 500-1.400 $/kWe per elettrolizzatori alcalini, 1.100-1.800 $/$kW_e$ per elettrolizzatori alcalini, e 2.800-5.600 $/$kW_e$ per elettrolizzatori SOECs. La cella elettrolitica è responsabile del 50%-60% del CAPEX per gli elettrolizzatori alcalini e PEM. Nei prossimi anni i costi di investimento potrebbero essere influenzati da innovazioni tecnologiche quali l'utilizzo di materiali più economici per gli elettrodi e le membrane di separazione. Un ulteriore driver per la diminuzione del CAPEX potrebbero essere le economie di scala derivanti dalla realizzazione di impianti di dimensioni maggiori, ad esempio, passando da potenze elettriche minori di 1MW a potenze dell'ordine di 5-10 MW. Tutto ciò si stima possa portare ad una diminuzione del costo di investimento dell'ordine del 20%-40% a seconda delle specifiche tecnologie.

A parte il CAPEX, il costo di produzione dell'idrogeno è fortemente influenzato dal *load factor* dell'elettrolizzatore e dal costo dell'energia elettrica. *Load factor* elevati consentono di ammortizzare il CAPEX su di una produzione maggiore riducendo l'incidenza dei costi fissi sull'unità di prodotto. Al contrario, il costo dell'energia elettrica è variabile con la produzione, per cui è necessaria una fornitura elettrica a prezzi competitivi per ridurre il costo di produzione dell'idrogeno. Inoltre, se l'acqua di partenza è salata (es. acqua di mare) bisognerà includere il costo per la desalinizzazione che può essere stimato in 0,01-0,02 $/kg$H_2$ e dunque può essere ritenuto marginale.

[191]https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/34856/Elettrolisi:+le+tecnologie+che+trasformano+l%E2%80%99elettricit%C3%A0+in+idrogeno/S.+Campanari,+P.+Colbertaldo,+G.+Guandalini#:~:text=Gli%20elettrolizzatori%20alcalini%20(Alkaline%20ELectrolyser,funzionamento%20flessibile%20sono%20meno%20diffuse.

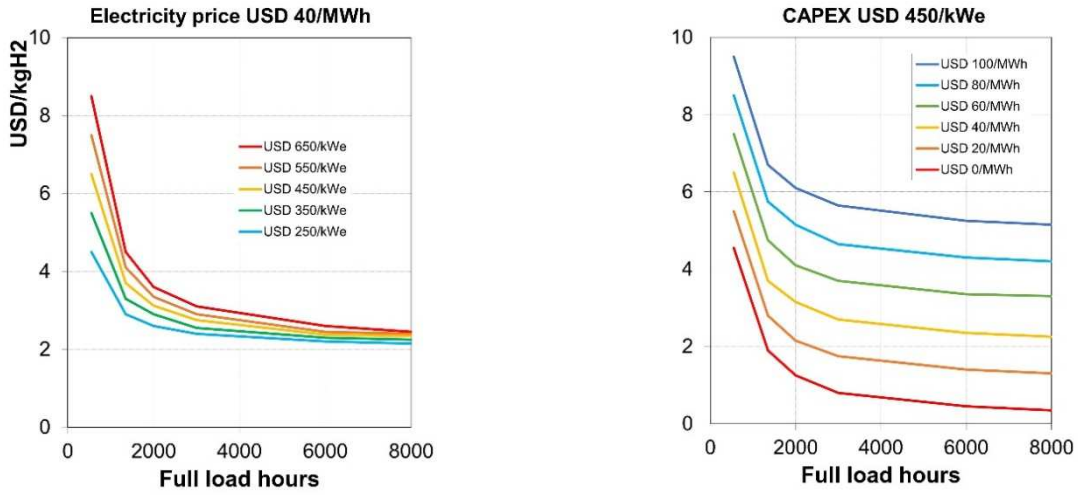


Figura 5-47 - Andamento del LCOE della produzione di idrogeno: A sinistra: LCOE al variare del CAPEX e del Load Factor; A destra: LCOE al variare del prezzo dell'elettricità e del load factor.

Considerando tutti questi aspetti, la Figura 5-47 mostra il LCOE per la produzione di idrogeno. Dall'analisi dei dati è ragionevole pensare ad una possibile convergenza del costo di produzione ad un valore di circa 2 $/kg$H_2$. Nel caso di produzione di idrogeno "*green*" il costo dell'energia elettrica di un impianto associato all'elettrolizzatore sarebbe dato solo dall'ammortizzazione dei costi fissi. L'altra possibilità per la produzione di idrogeno "green" potrebbe essere il ritiro di energia elettrica prodotta da un impianto basato su rinnovabili mediante la stipula di accordi PPA.

Le Fuel Cells

Le *Fuel Cells* (o celle a combustibile) sono dei dispositivi che consento di effettuare la reazione elettrochimica tra idrogeno e ossigeno per produrre acqua e generare elettricità. Tali dispositivi sono nati per consentire la generazione elettrica in modo sostenibile a partire dall'idrogeno, visto che l'unica altra sostanza che viene prodotta è acqua.

La cella è formata da due elettrodi, uno caricato negativamente (anodo) ed uno caricato positivamente (catodo), tra i quali viene interposto un elettrolita. L'idrogeno viene fornito all'anodo e l'ossigeno al catodo. L'elettrolita, tipicamente una membrana polimerica porosa oppure una soluzione elettrolitica combinata con una membrana porosa, contiene un catalizzatore che separa gli atomi di idrogeno in protoni ed elettroni. Gli elettroni fluiscono dall'anodo verso il catodo attraverso un circuito esterno dando luogo ad un flusso di corrente elettrica. I protoni, invece, attraverso la soluzione elettrolitica, fluiscono al catodo dove si ricongiungono con l'ossigeno e con agli elettroni dando luogo alla formazione di acqua ed al rilascio di calore[192].

Sulla base di questo principio generale di funzionamento, diverse tipologie di *fuel cell*s sono state sviluppate. Esse possono essere classificate in base alla temperatura operativa in *fuel cells* a bassa (30 °C<T< 200 °C), media (200 °C<T< 700 °C), e alta temperatura (700 °C<T< 1100 °C).

[192] https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cell-basics

Tipologia	Combustibile di Partenza	Temperatura Operativa	Elettrolita	Efficienza
Proton Exchange Membrane (PEM) Fuel Cell	Idrogeno (H_2)	60°C<T<140°C	Polimerico	55%
Direct Methanol Fuel Cell	Metanolo (CH_3OH)	30°C<T<80°C	Polimerico	30%
Fuel Cell Alcaline	Idrogeno (H_2)	150°C<T<200°C	Idrossido di Potassio	60%
Fuel Cell ad Acido Fosforico	Idrogeno (H_2)	150°C<T<200°C	Acido Fosforico	40%
Molten Carbonate Fuel Cells (MCFCs)	Idrogeno (H_2)	600°C<T<700°C	Litio/Potassio/Carbonato di Calcio	45%
Solid Oxide Fuel Cells (SOFCs)	Idrogeno (H_2)	200°C<T<700°C	Cerato di Bario	40%
Fuel Cell ad Ammoniaca	Ammoniaca (NH_3)	400°C<T<700°C	Cerato di Bario	40%
Solid Oxide Fuel Cells (SOFCs)	Idrogeno (H_2)	T=1000°C	Zirconio stabilizzato con ittrio	40%

Tabella 5-39 - Elenco delle principali tipologie di Fuel Cells e principali caratteristiche[193].

Opportunità per l'utilizzo di idrogeno nel settore trasporti, edifici, e power

La domanda di idrogeno in settori diversi da quelli tradizionali (raffinazione ed industria chimica) è stata pari a 40 kt nel 2021 rappresentando lo 0,04% del consumo totale. Il 60% di questo consumo (circa 24 kt) si è avuto nel settore dei trasporti. Da ciò è possibile concludere che oggi, l'idrogeno è certamente una prospettiva per il futuro, ma non un'opzione concretamente attuabile nei prossimi anni.

I settori più promettenti un sostanziale utilizzo dell'idrogeno sono quello dei trasporti, quello degli edifici, e la generazione elettrica. Ovviamente ciò sarà possibile solo se le necessarie infrastrutture verranno sviluppate ed il costo dell'idrogeno diventerà competitivo rispetto ad altre opzioni.

- **trasporto stradale.** La competitività di veicoli elettrici basati su *fuel cells* è strettamente legata all'evoluzione dei CAPEX delle *fuel cells* e dei serbatoi di contenimento da installare a bordo veicolo. Ciò è particolarmente importante per le autovetture. Ci si aspetta che le auto ad idrogeno possano essere competitive con quelle elettriche per tratte di 500-600 km. Per i veicoli commerciali (es. camion, furgoni, ecc.) la componente fondamentale è il costo dell'idrogeno che dovrebbe diventare competitivo rispetto ad altri combustibili, oltre alla presenza di una rete diffusa di stazioni di rifornimento;
- **trasporto aereo e navale.** Il settore dei trasporti aereo e navale rappresenta una sfida per gli obiettivi di decarbonizzazione, visto che le opzioni tecnologiche possibili sono inferiori rispetto ad altri settori (es. edifici). Combustibili a base di idrogeno (es. idrogeno puro oppure ammoniaca) potrebbero rappresentare un *game changer* in questo settore. L'elemento fondamentale per avviare la transizione è il costo del combustibile che, per poter essere considerato, dovrà risultare competitivo con i combustibili derivanti dal petrolio ad oggi largamente utilizzati in questo settore. Inizialmente potrebbero essere necessari degli incentivi governativi per supportare l'adozione e consentire lo sviluppo di questi combustibili innovativi;
- **settore degli Edifici.** Il settore degli edifici rappresenta l'opzione più percorribile a breve termine per l'utilizzo di idrogeno. Si prevede che la domanda mondiale di idrogeno in questo settore possa raggiungere i 4 Mt nel 2030. L'utilizzo avverrebbe mediante miscela con il gas naturale che tradizionalmente viene utilizzato per soddisfare la domanda di energia termica del settore. Il principale vantaggio di questa soluzione è quello di poter utilizzare la gran parte delle infrastrutture esistenti. Una miscela di gas naturale ed idrogeno (max. 20% in volume) potrebbe essere, ad oggi, tecnicamente

[193] Y. Dincer, C. Zamfirescu. Sustainable Energy Systems and Applications. Springer

possibile[194], sebbene vi siano molte incertezze circa gli effetti a lungo termine sulle infrastrutture (es. tubi di distribuzione del gas);
- **settore della Generazione Elettrica.** Il settore della generazione elettrica potrebbe offrire prospettive relativamente a breve termine per l'utilizzo di idrogeno. In particolare, le prospettive più attrattive sono legate al *cofiring* di idrogeno oppure ammoniaca in centrali termoelettriche a carbone al fine di ridurre le emissioni di CO_2. Un'altra opzione fattibile per l'idrogeno potrebbe essere il suo utilizzo in impianti *peaker* con basso load factor poiché tali impianti potrebbero essere competitivi con le turbine a gas già con un costo dell'idrogeno intorno ai 2,5 $/kg[189];
- ***blending.*** Il DM – Ministero della Transizione Ecologica – del 3 giugno 2022 aggiorna il DM del 18 maggio 2018 inserendo all' Allegato A, che regola la presenza di altri componenti nel gas combustibile, il valore di accettabilità dell'idrogeno pari a ≤ 2,0%.

Il contesto italiano

I possibili scenari di sviluppo dell'idrogeno nel contesto italiano sono stati definiti nelle Linee Guida Preliminari della "Strategia Nazionale Idrogeno"[195]. Nel documento vengono fissati alcuni macro-obiettivi da raggiungere a livello nazionali, quali un livello di penetrazione dell'idrogeno pari al 2% della domanda totale di energia entro il 2030 e l'installazione di elettrolizzatori per una capacità totale pari a 5 GW. Ciò dovrebbe consentire un risparmio di 8 Mt di tCO_2 equivalenti.

La strategia italiana mira ad una penetrazione dell'idrogeno in settori specifici e difficili da decarbonizzare quali:

- camion a lungo raggio che ad oggi rappresentano il 5-10% delle emissioni totali del settore dei trasporti;
- trasporto ferroviario visto che, ad oggi, circa un terzo dei treni è ancora alimentato a gasolio;
- i settori chimico e petrolchimico che rappresentano, tradizionalmente, settori complessi da decarbonizzare;
- miscelazione dell'idrogeno nella rete di trasporto del gas naturale.

Per soddisfare i fabbisogni crescenti di idrogeno, si intende puntare sulla creazione di *Hydrogen Valleys,* in cui concentrare la produzione di idrogeno verde. Tre possibili modelli di sviluppo possono essere possibili, ovvero:

- *produzione totalmente in loco*: generazione elettrica rinnovabile e capacità di elettrolisi sono collocate in prossimità del punto di consumo al fine di minimizzare i costi di trasporto. Questa opzione è percorribile qualora siano verificate le necessarie condizioni ambientali, ovvero disponibilità di fonti rinnovabili ed acqua per la produzione di idrogeno;
- *produzione totalmente in loco con trasporto di energia elettrica:* energia elettrica rinnovabile trasferita mediante la rete agli elettrolizzatori che sono collocati in prossimità del punto di consumo. Questa soluzione necessita dell'infrastruttura per il trasporto dell'energia elettrica e la collocazione degli elettrolizzatori in zone con disponibilità di acqua;
- *produzione centralizzata con trasporto di idrogeno:* gli elettrolizzatori sono localizzati in zone ad elevata disponibilità di rinnovabili ed acqua per garantire un elevato load factor agli impianti di produzione. L'idrogeno prodotto viene poi trasportato verso le aree di consumo.

In tutti e tre i modelli di sviluppo è fondamentale la presenza di serbatoi di stoccaggio dell'idrogeno al fine di disaccoppiare la produzione dal consumo garantendo maggiore flessibilità al processo.

È possibile dedurre che in base alla strategia delineata, gli obiettivi nazionali per l'installazione degli elettrolizzatori non verranno allocati proporzionalmente sul territorio nazionale mediante una logica di *burden sharing*, bensì verranno collocati in aree specifiche, *Hydrogen Valleys,* che soddisfino dei precisi requisiti di produzione e consumo.

Nel caso specifico del trasporto stradale, a livello nazionale si evidenzia quanto previsto dal PNRR relativamente a "**Missione 2, Componente 2, Investimento 3.3 del Piano nazionale di ripresa e resilienza (DM MIMS 1° luglio 2022). Modalità attuative per la sperimentazione dell'uso dell'idrogeno nel trasporto stradale".** Tale misura prevede una dotazione di 230 milioni di euro, per il periodo 2021-2026 e l'attivazione

[194]https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documents/Studies-Reports/FINAL_FraunhoferIEE_ShortStudy_H2_Blending_EU_ECF_Jan22.pdf

[195]https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminari_nov20.pdf

di almeno 40 stazioni di rifornimento dando priorità alle aree strategiche per i trasporti stradali pesanti quali le zone prossime a terminal interni e le rotte più densamente attraversate da camion a lungo raggio (es. Corridoio Green and Digital del Brennero, progetto cross-border, corridoio Ovest - Est da Torino a Trieste).
Inoltre, la componente M2C2 prevede l'investimento 4.4 «Rinnovo flotte bus e treni verdi», che comprende il Sub- Investimento 4.4.1 «Bus» per un importo di 2.415.000.000 euro e il Sub-Investimento 4.4.2 «Treni» per un importo di 800.000.000 euro. Il decreto del Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili 23 dicembre 2021, n. 530 ha definito le modalità di utilizzo di una quota delle risorse previste nel citato Sub-Investimento 4.4.1 «Bus», per un importo di 1.915.000.000 euro, prevedendo, tra l'altro, «l'acquisto di autobus ad emissioni zero con alimentazione elettrica o ad idrogeno». Il decreto del Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili 9 agosto 2021, n. 319, ha definito le modalità di utilizzo di una quota delle risorse previste nel citato Sub-Investimento 4.4.2 «Treni», per un importo di 500.000.000 euro, prevedendo, tra l'altro, l'acquisto di «treni ad alimentazione elettrica o ad idrogeno per il rinnovo delle flotte del materiale rotabile ferroviario utilizzato per servizi di trasporto regionale di interesse delle regioni e province autonome».
Inoltre, rispetto al **settore *Hard to Abate***, il PNRR prevede l'investimento M2 C2 3.2 "La *milestone* M2C2-50" (disciplinato dal Titolo III del DM n. 463 del 21.10.2022) che ha quale traguardo la firma dell'accordo con i titolari dei progetti selezionati per promuovere la transizione dal metano all'idrogeno verde. I progetti devono essere dedicati in parte al processo di ricerca, sviluppo e innovazione per sviluppare un prototipo industriale che usi l'idrogeno e in parte alla realizzazione e al collaudo di tale prototipo. Questa misura deve sostenere la produzione di idrogeno elettrolitico a partire da fonti di energia rinnovabile ai sensi della direttiva (UE) 2018/2001 o dall'energia elettrica di rete. Almeno 400 000 000 euro della dotazione complessiva di 2 miliardi devono essere destinati a sostenere sviluppi industriali che consentano di sostituire il 90 % dell'uso di metano e combustibili fossili in un processo industriale con idrogeno elettrolitico prodotto a partire da fonti di energia rinnovabile ai sensi della direttiva (UE) 2018/2001 o dall'energia elettrica di rete e conclusa entro il 30 giugno 2026.

Possibili opportunità per la Regione Liguria
Come precedentemente affermato, l'idrogeno rappresenta una fonte rinnovabile con un elevato potenziale di sviluppo futuro, pur non essendo in grado di contribuire agli obiettivi strategici regionali nel brevissimo periodo (entro il 2030).
Viste alcune caratteristiche peculiari del sistema economico ligure, la Regione Liguria potrà supportare iniziative legate a:

- **attività di ricerca,** vista la presenza di player industriali di rilevanza internazionale sul territorio con capacità di sviluppare tecnologie per il settore dell'idrogeno (es. *fuel cells*, elettrolizzatori, ecc.). In particolare, uno dei principali problemi sembra essere il raffreddamento delle *fuel cells*, pertanto supporto a progetti/linee di ricerca in quest'area potrebbero essere un'azione concreta da implementare nell'immediato da parte di Regione Liguria;
- **analisi di fattibilità** per la realizzazione di *Hydrogen Valley*, ad esempio, in prossimità di aree portuali, con l'eventualità di sviluppare di un progetto pilota, per supportare l'utilizzo di idrogeno nella logistica portuale (es. camion per trasporto container ed altri materiali all'interno del porto oppure in zone limitrofe);
- **ricerca ed informazione su possibili misure di finanziamento a livello nazionale ed europeo** nell'ambito di Progetti comunitari e del PNRR. In particolare, relativamente a quest'ultimo si evidenzia il bando *"Avviso pubblico finalizzato alla selezione di proposte progettuali volte alla realizzazione di impianti di produzione di idrogeno verde in aree industriali dismesse"* che, nell'ambito della M2 C2 Inv. 3[196] , intende finanziare interventi su **aree industriali dismesse** che prevedano almeno le seguenti componenti:
  - uno o più elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde e/o rinnovabile e relativi ausiliari necessari al processo produttivo, comprensivi di eventuali sistemi di stoccaggio dell'idrogeno;
  - uno o più nuovi impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili asserviti agli elettrolizzatori, comprensivi di eventuali sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica.

[196] Missione 2 "rivoluzione verde e transizione ecologica", componente 2 "energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile", investimento 3.1 "produzione in aree industriali dismesse"

Allo scopo di sostenere le iniziative di cui sopra, la Regione Liguria nel 2022 ha avviato i lavori del Tavolo di Coordinamento previsto dal "**Protocollo di Intesa per la promozione, la diffusione e la realizzazione in Liguria di impianti, sistemi di trasporto e di produzione energetica alimentati a idrogeno**". Tale protocollo intende favorire la collaborazione tra diversi soggetti del territorio coinvolti a vario titolo, al fine di promuovere lo sviluppo dell'idrogeno sia quale fonte energetica di un sistema energetico integrato orientato a favorire la decarbonizzazione dell'industria, della produzione di energia elettrica e dell'edilizia, sia quale combustibile alternativo per la trazione di veicoli leggeri e pesanti.
Ulteriori azioni legate ad esempio alla miscelazione di idrogeno all'interno della rete di distribuzione del gas naturale dipenderanno, probabilmente, dalle azioni concertate a livello nazionale da SNAM Rete Gas (TSO italiano) con i Ministeri di riferimento.

5.5.2 Energia da moto ondoso

L'energia legata ai movimenti dell'acqua negli oceani rappresenta su scala planetaria complessivamente un ammontare enorme, con un potenziale in Europa che secondo le stime dell'Ocean Energy Forum[197] potrebbe coprire il 10% del fabbisogno di energia elettrica in Europa all'anno 2050. L'energia delle masse oceaniche si trova sotto forma di energia dalle maree, energia delle onde, energia delle correnti marine, con una distribuzione della risorsa molto variabile da luogo a luogo e tipicamente meno rilevante per i mari chiusi rispetto all'Oceano Atlantico e altri oceani. Secondo il rapporto sopra citato per la tipologia dei sistemi atti a sfruttare l'energia delle onde (wave energy), al 2016 soltanto 30MW di potenza elettrica risultavano installati o in via di installazione in Europa. Questo numero nella sua importanza rappresentava la millesima parte rispetto alla potenza fotovoltaica europea in quell'anno. Questi impianti inoltre risultavano installati al di fuori del Mar Mediterraneo, se si escludono alcuni progetti pilota in Italia[198] e in Israele.
I punti di forza delle tecnologie per sfruttare l'energia del mare risiedono nella considerevole energia teoricamente disponibile nelle acque oceaniche; i punti di debolezza, ma con specifico riferimento alle dimensioni impiantistiche ed alle tecnologie applicate in ambiente oceanico, riguardano la scarsa disponibilità di energia nei mari interni rispetto agli oceani, la complessità delle opere meccaniche ed elettriche, i costi per veicolare l'energia elettrica prodotta a terra, le interferenze con le rotte di navigazione che lunghi convertitori galleggianti potrebbero creare.
In termini energetici confrontando i dati del Mar Ligure con quelli relativi all'Oceano Atlantico sponda europea si osserva una altezza di marea "Tidal Range" di circa 0,4 contro i 6 metri delle acque oceaniche ed una potenza specifica d'onda (wave energy flux o anche wave power per unit length) di circa 4kW/m_{cresta} contro i 50-60kW/m_{cresta} [199] di Irlanda, Belgio e Regno Unito ad esempio.

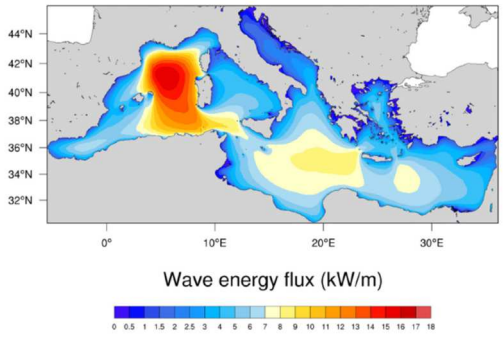


Figura 5-48 - Potenza specifica di onda (wave energy flux), valori medi per il Mar Mediterraneo, anni 2001–2010[200].

[197] D.-G. for M.A. and F.D.C.A.O.R. and A. European Commission, Ocean Energy Strategic Roadmap Building Ocean Energy for Europe, 2016. https://webgate.ec.europa.eu/maritimeforum/en/frontpage/1036 (accessed September 21, 2022).
[198] G. Sannino, G. Pisacane, Ocean energy exploitation in Italy: ongoing R&D activities, 2017. https://www.enea.it/en/publications/abstract/ocean-energy-italy (accessed September 21, 2022).
[199] G. Besio, L. Mentaschi, A. Mazzino, Wave energy resource assessment in the Mediterranean Sea on the basis of a 35-year hindcast, Energy. 94 (2016) 50–63. https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.044. F. Thalemann, OES Web-GIS, Fraunhofer IEE. (n.d.). https://www.iee.fraunhofer.de/en/research_projects/search/laufende/oes-web-gis.html (accessed September 21, 2022).
[200] G. Pisacane, G. Sannino, A. Carillo, M.V. Struglia, S. Bastianoni, Marine Energy Exploitation in the Mediterranean Region: Steps Forward and Challenges, Front Energy Res. 6 (2018). https://doi.org/10.3389/fenrg.2018.00109.

La contenuta disponibilità di energia del Mar Ligure si ripercuote anche sul capacity factor degli impianti, che, come è noto, rappresenta la frazione del tempo a cui l'impianto è in grado di funzionare alla potenza nominale. Secondo lo studio pubblicato sulla rivista scientifica Sustainability[201] il capacity factor degli impianti di tipo wave energy per il Mar Ligure si attesterebbe su valori intorno a 0,05 (Figura 5-49).

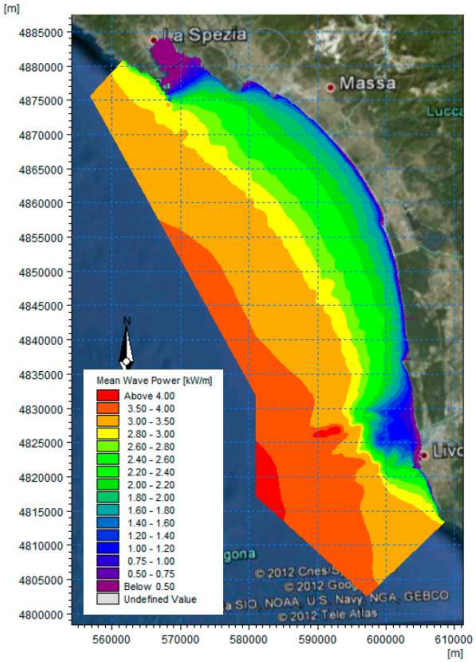


Figura 5-49 - Potenza specifica di onda (wave energy flux), valori medi per il Mar Ligure, zona della Spezia[202].

Uno studio più recente[203] cui ha partecipato anche Università di Genova, precisa che per la zona antistante la costa ligure i "capacity factor" dipendono dalla tecnologia di conversione dell'energia d'onda (e.g. buoy converters, linear pelamis converters, etc) e ne fornisce una stima compresa nel campo di valori 0,08-0,20 (Figura 5-50).

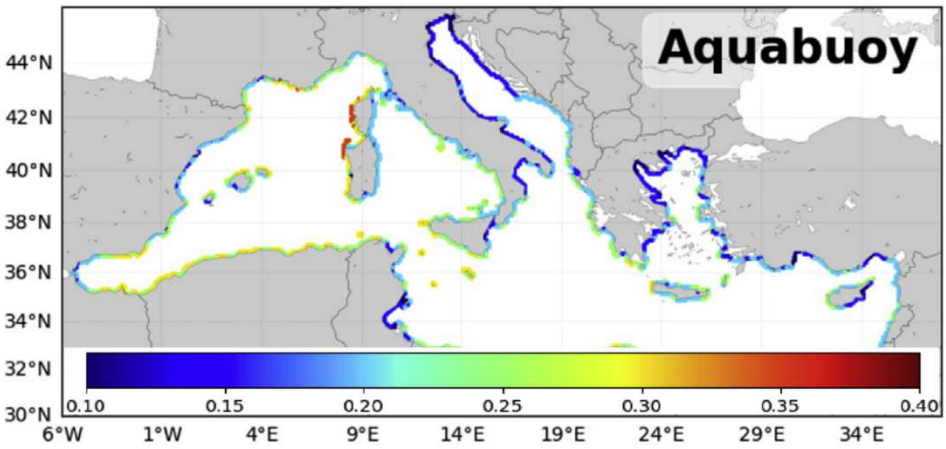


Figura 5-50 - Capacity factor per impianti di conversione dell'energia d'onda del tipo Single Aquabuoy[204].

[201] V. Vannucchi, L. Cappietti, Wave Energy Assessment and Performance Estimation of State of the Art Wave Energy Converters in Italian Hotspots, Sustainability. 8 (2016) 1300. https://doi.org/10.3390/su8121300.
[202] V. Vannucchi, L. Cappietti, Wave Energy Assessment and Performance Estimation of State of the Art Wave Energy Converters in Italian Hotspots, Sustainability. 8 (2016) 1300. https://doi.org/10.3390/su8121300.
[203] S. Bozzi, G. Besio, G. Passoni, Wave power technologies for the Mediterranean offshore: Scaling and performance analysis, Coastal Engineering. 136 (2018) 130–146. https://doi.org/10.1016/j.coastaleng.2018.03.001.
[204] S. Bozzi, G. Besio, G. Passoni, Wave power technologies for the Mediterranean offshore: Scaling and performance analysis, Coastal Engineering. 136 (2018) 130–146. https://doi.org/10.1016/j.coastaleng.2018.03.001.

Tali valutazioni incidono in maniera significativa su considerazioni di natura economica: recenti pubblicazioni[205] stimano infatti che il costo "levelized[206]" per grandi sistemi Wave converters (lunghezza 1-20km), collocati in aree oceaniche del nord Europa con potenza d'onda pari a 40kW/m, con un "energy to power ratio" pari a 3.500MWh/MW (capacity factor quindi pari a 0,40) potrà collocarsi al 2030 a 200€/MWh. Considerando però le caratteristiche meno favorevoli del contesto del Mar Ligure (adottando capacity factor pari a 0,15 e potenza specifica d'onda 4kW/m), da una semplice operazione di riscalatura (conservativa in quanto immagina impianti di grandi dimensioni e con la tecnologia al 2030) si ottengono costi "levelized" dell'energia del moto ondoso in Liguria superiori a 4.000€/MWh, adottando tali tecnologie.
Si tratta pertanto di una tecnologia che nel brevissimo periodo, dati i costi ancora elevati e la non sufficiente disponibilità energetica in alcune aree del Mediterraneo in relazione alle tecnologie applicabili, non potrà al 2030[207] contribuire in maniera significativa a raggiungere obiettivi di riduzione delle emissioni; ben si presta però a divenire un significativo ambito di ricerca e sviluppo su orizzonti temporali più ampi e in tutti quelle aree di mare dove il potenziale di cresta d'onda è favorevole.
La Regione Liguria al 2030 intende pertanto sostenere iniziative volte a promuovere studi e ricerche e la realizzazione di installazioni di natura sperimentale, al fine di accompagnare lo sviluppo tecnologico dell'energia da moto ondoso in un orizzonte temporale di medio-lungo termine, anche considerando le opere di difesa marittima sulla base di studi accademici[208] e di evidenze empiriche (porto di Salerno). In tal senso la Regione potrà inoltre supportare la partecipazione ad iniziative alla scala nazionale, anche in ambito PNRR. Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza prevede infatti una misura dedicata agli impianti rinnovabili innovativi e "off-shore", volta a finanziare sistemi per lo sfruttamento dell'energia da moto ondoso integrati con le tecnologie offshore galleggianti (eolico e fotovoltaico).

5.5.3 Nucleare

Il mercato mondiale della tecnologia, i punti di forza e debolezza della tecnologia nucleare
Contribuendo alla produzione di circa il 5% dell'energia mondiale prima della crisi causata dalla pandemia Covid, il settore nucleare riveste un ruolo chiave nella sfida verso il contenimento del riscaldamento globale entro i 2°C, in quanto appartiene alla categoria di fonti di energia con ridotta o nulla emissione di gas climalteranti.
Dal 1973 al 2019 la produzione di energia elettrica da fonte nucleare è aumentata notevolmente, passando da 203 TWh a 2.790 TWh come produzione globale e la sua quota sulla generazione totale di energia elettrica è salita nello stesso periodo dal 3,3% al 10,4%[209].
L'energia nucleare è oggi uno dei mezzi più efficaci per la generazione di elettricità. Tale fonte infatti presenta la caratteristica peculiare di permettere il controllo e la regolazione nel tempo della produzione di energia, contrariamente ad altre fonti carbon-free, con evidenti effetti sulla stabilizzazione della rete elettrica; in secondo luogo, come mostrato in Figura 5-51, insieme alle altre fonti rinnovabili propriamente dette, si tratta della tecnologia energetica che presenta uno dei più bassi valori di *carbon-intensity* (cioè la quantità di CO_2 necessaria alla produzione di 1 kWh di energia elettrica durante la vita utile dell'impianto) e questo aspetto costituisce indubbiamente uno dei punti di forza della tecnologia nucleare.

[205] A. Têtu, J. Fernandez Chozas, A Proposed Guidance for the Economic Assessment of Wave Energy Converters at Early Development Stages, Energies (Basel). 14 (2021) 4699. https://doi.org/10.3390/en14154699.
[206] LCOE (Levelized Cost of Energy) esprime il costo complessivo di produzione del MWh ed è lo strumento utilizzato per confrontare le diverse tecnologie di generazione elettrica
[207] A, Lira-Loarca, F, Ferrari, A. Mazzini, G. Besio Future wind and wave energy resources and exploitability in the Mediterranean Sea by 2100, Applied Energy, 302 (2021) 117492, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117492
[208] G. Lavidas, F De Leo, G. Besio, Blue Growth Development in the Mediterranean Sea: Quantifying the Benefits of an Integrated Wave Energy Converter at Genoa Harbour, Energies (Basel). 13 (2020) 4201 doi:10.3390/en13164201
[209] Key World Energy Statistics 2021 - IEA 2021

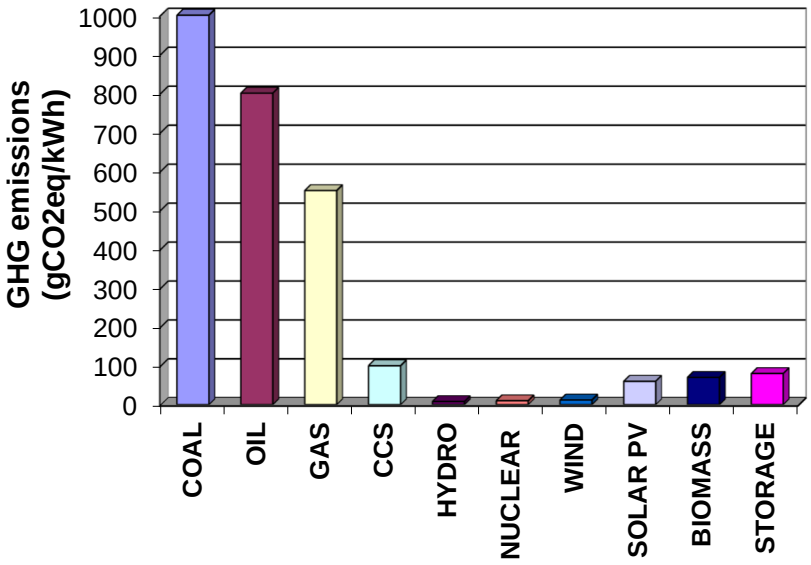


Figura 5-51 – CO_2 prodotta da varie fonti energetiche durante l'intero ciclo di vita[210].

Tutti gli scenari energetici internazionali futuri concordano sulla previsione di un aumento della quantità di energia prodotta per via nucleare fra il 2021 ed il 2030[211]; tale crescita non sarà però distribuita in maniera omogenea a livello mondiale, ma vedrà alcune zone (e.g. Cina) in cui si assisterà all'installazione della maggior parte dei nuovi impianti a fronte di altre dove la situazione sarà stazionaria o vedrà addirittura un calo della potenza nucleare installata (e.g. Germania).
Per l'Italia, il Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC) non menziona nuovi impianti nucleari al 2030.
Nel prossimo decennio, uno dei limiti maggiori per una più ampia utilizzazione della fonte nucleare per la generazione di energia è relativo ai lunghi tempi di realizzazione di nuovi impianti fra quelli attualmente disponibili sul mercato; tale problematica è più rilevante per quei Paesi (come l'Italia) dove la filiera industriale non è già presente e consolidata e per i quali i tempi di realizzazione previsti sono dell'ordine di almeno 10 anni, come recentemente avvenuto per l'impianto di Flamanville in Francia. Questo aspetto costituisce un punto di debolezza della tecnologia, insieme agli elevati costi per unità di potenza (es. centrale di Flamanville, 1,6GW, costi stimati al 2022, 14.4 miliardi di euro, circa 9.000euro/kW[212]).
Altro significativo punto di debolezza è rappresentato dalle operazioni di gestione e relativi costi delle scorie radioattive da combustibile nucleare esausto e la questione generale dei costi di *decommisioning* dell'impianto a fine vita dello stesso. Questi costi non sono computati nell'esempio Flamanville sopra riportato.

Le diverse tecnologie per la fissione nucleare

In linea generale è possibile ottenere energia da reazioni nucleari sia fondendo nuclei leggeri fra di loro (fusione nucleare) sia fissionando nuclei pesanti per mezzo di irraggiamento neutronico (fissione nucleare). Dei due approcci, solo il secondo è a oggi sfruttato su scala commerciale mentre il primo, seppur potenzialmente molto interessante, è ancora in fase di sviluppo perché fondamentalmente molto più difficile da implementare.
L'attuale mercato mondiale della produzione di energia per via nucleare è monopolizzato dagli impianti nucleari di II Generazione (principalmente LWR, quindi di fatto PWR e BWR), cioè da impianti concepiti e progettati negli anni '60 del secolo scorso e realizzati fino alla prima metà degli anni '90. In termini di prospettive future però gli impianti realizzabili nel breve-medio periodo e nel medio-lungo periodo saranno rispettivamente quelli di Generazione III/III$^+$ e IV (Figura 5-52).
Nel seguito verranno descritte brevemente le caratteristiche di tali famiglie di impianti, anche al fine di valutarne la potenziale applicabilità nel contesto ligure.

[210] D. Weisser – A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies –Energy, Volume 32, Issue 9, 2007, Pag. 1543-1559, Elsevier
[211] Nuclear Power and Secure Energy Transitions – IEA 2022
[212] Nuclear Power and Secure Energy Transitions – IEA 2022

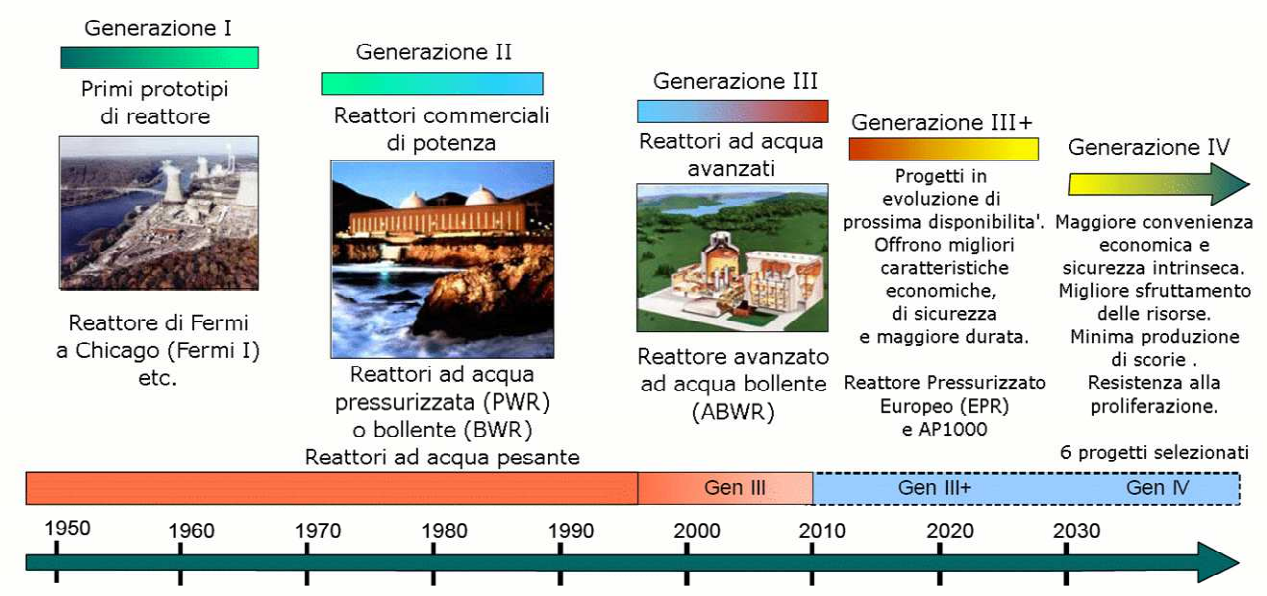


Figura 5-52 – Evoluzione storica degli impianti nucleari per la produzione di energia.

Reattori di III/III+ generazione

- Semplificazione impiantistica: il numero di componenti è stato notevolmente ridotto (Figura 5-53);

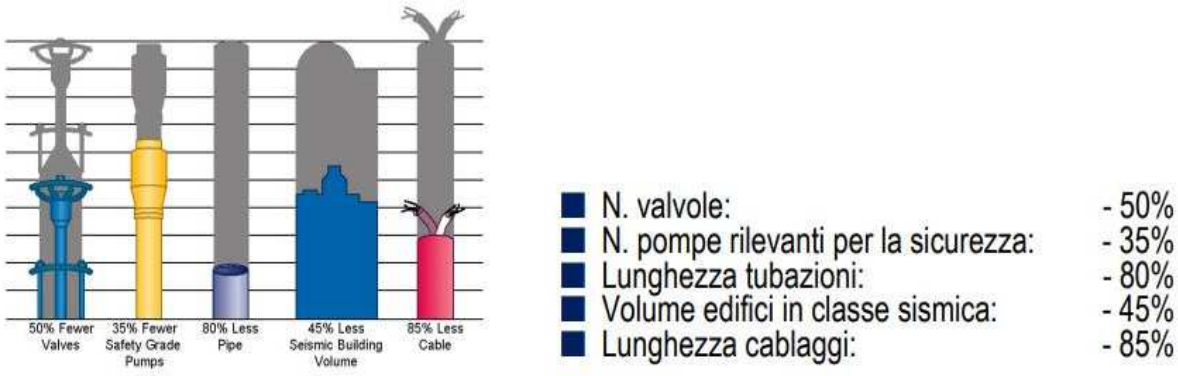


Figura 5-53 - Riduzione del numero di componenti nei PWR di III+ generazione (AP-1000 vs. PWR "classico")[213].

- sistemi di sicurezza: sono stati implementati in misura maggiore sistemi di sicurezza passivi, in maniera tale da garantire l'integrità del nocciolo anche in condizioni di station blackout e senza l'intervento attivo dell'operatore;
- tecnologia del combustibile: oltre al tradizionale ossido di uranio arricchito fino a una percentuale massima del 6%, i reattori di III/III$^+$ Generazione possono utilizzare più facilmente il MOX, ossia una miscela di ossido di uranio e plutonio che permette di sfruttare al meglio il potenziale energetico dell'uranio naturale[214];
- vita operativa: risulta essere pari a 60 anni by design (rispetto ai ~40 anni degli attuali impianti di II generazione);
- sistemi di strumentazione e controllo: si è passati completamente dall'analogico al digitale rendendo più semplice il trasferimento di dati e la duplicazione degli stessi anche con backup a distanza.

L'offerta industriale per gli impianti di III/III$^+$ generazione è a oggi principalmente costituita da[215]:

[213] A. Zuliani – Evoluzione della tecnologia nucleare – Safety Forum, Roma, Maggio 2009
[214] S. M. Goldberg & R. Rosner – Nuclear Reactors: Generation to Generation – American Academy of Arts & Science, Gennaio 2011
[215] S. B. Krivit, J. H. Lehr, T. B. Kingery – Nuclear Energy Encyclopedia: Science, Technology, and Applications – Wiley & S., 2011

- ABWR (Advanced Boiling Water Reactor), realizzato da General Electric e Hitachi (USA e Giappone);
- EPR (European Pressurized water Reactor), realizzato da FRAMATOME (Francia);
- AES (Advanced VVER) della Gidopress (Russia);
- AP1000 (Advanced Passive PWR) realizzato dalla Westinghouse (USA);
- ACPR1000 (Advanced CPR);
- HPR1000, sviluppato dalla China General Nuclear Power Corporation (CGN) e dalla China National Nuclear Corporation (CNNC);
- APR^{+}, sviluppato dalla Korea Electric Power Corporation (KEPCO);
- ACR1000 (Advanced CANDU Reactor).

Reattori di IV Generazione

L'organismo internazionale Generation IV International Forum (GIF) è stato promosso dal Dipartimento dell'Energia degli USA nel 2000 e ufficialmente costituito nel 2001.

I componenti del GIF hanno fissato una serie di obiettivi ambiziosi che, se raggiunti, permetterebbero all'energia nucleare di soddisfare i target economici, ambientali e sociali richiesti dalla società del XXI secolo. I quattro pilastri della IV Generazione sono:

- Sostenibilità: minimizzazione delle scorie nucleari, migliore sfruttamento del combustibile (uranio), utilizzo di altre materie prime come il torio disponibile in misura 3-5 volte superiore rispetto all'uranio;
- Economicità: elevato tasso di utilizzo del combustibile, costi ridotti per la chiusura ciclo del combustibile, semplicità costruttiva con costi capitale (CAPEX) inferiore ai 1.000 €/kW[216], utilizzo del nucleare in ambiti quali la produzione di idrogeno o desalinizzazione;
- Sicurezza e Affidabilità: approccio intrinseco e passivo implementato anche nelle condizioni più severe e riduzione del rischio di rilascio dei prodotti di fissione;
- Resistenza alla proliferazione: breeding gain nullo, ovvero assenza di materiale fissile residuo utilizzabile a scopi bellici; posizionamento degli impianti di riprocessamento nei pressi degli impianti nucleari in modo di ridurre il rischio di furto durante il trasporto, mantenimento del combustibile "sporco" dal punto di vista nucleare in modo da renderlo non utilizzabile per scopi bellici, riduzione della quantità di materiale fissile puro all'interno dei reattori.

Sulla base di questi obiettivi, un centinaio esperti del GIF hanno esaminato 130 possibili reattori e alla fine hanno selezionato le sei tipologie riportate in Tabella 5-40[217].

Reattore	Spettro neutronico	Pressione	Refrigerante	Temperatura [°C]	Ciclo del combustibile	Taglia [MW_e]
VHTR (Very High Temperature Reactor)	Termico	Alta	Elio	900÷1000	Aperto	250÷300
SFR (Sodium-cooled Fast Reactor)	Veloce	Bassa	Sodio	550	Chiuso	30÷150 300÷1500 1000÷200
SCWR (Super-Critical Water Reactor)	Termico/Veloce	Alta	Acqua	510÷625	Aperto/Chiuso	300÷700 1000÷1500
GFR (Gas-cooled Fast Reactor)	Veloce	Alta	Elio	850	Chiuso	1200
LFR (Lead-cooled Fast Reactor)	Veloce	Bassa	Piombo	480÷800	Chiuso	20÷180 300÷1200 600÷1000
MSR (Molten Salt Reactor)	Termico/Veloce	Bassa		700÷800	Chiuso	1000

Tabella 5-40 - Principali caratteristiche dei reattori di IV generazione.

[216] GIF Portal - Home - Generation IV Systems (gen-4.org)
[217] GIF Portal - Home - Generation IV Systems (gen-4.org)

Small Modular Reactor (SMR) e very Small Modular Reactor (vSMR)

I primi reattori di piccola taglia nacquero nell'ambito della propulsione navale: sottomarini e navi rompighiaccio a propulsione nucleare sono stati costruiti fin dagli anni '50. Le mini e micro-centrali nucleari vengono oggi classificate come SMR e vSMR e sono caratterizzate da taglie di impianto rispettivamente dell'ordine dei 100 MW_e e 10 MW_e [218].

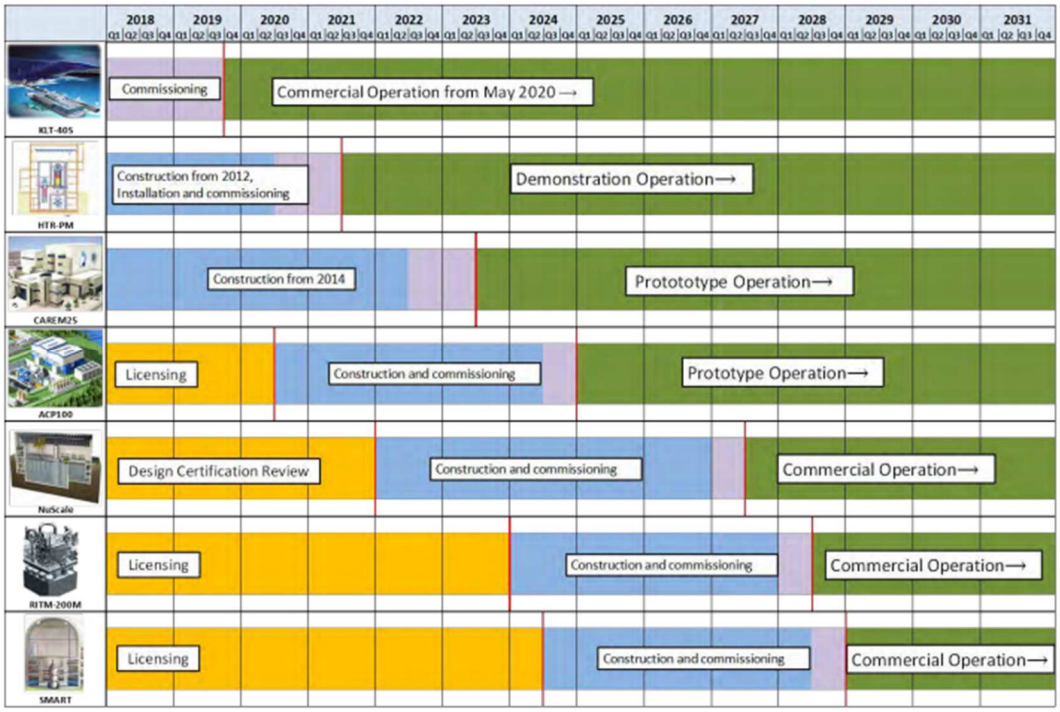


Figura 5-54 - Timeline dello sviluppo di alcuni SMR aggiornata al 2018.

Gli SMR non costituiscono una generazione a sé stante, ma una categoria trasversale alle generazioni precedentemente descritte. I reattori adottati sono tipicamente analoghi a quelli di Generazione III / III + o IV, ma realizzati in scala ridotta. Sono reattori di piccola taglia (fino a 300 MW_e), progettati per generare energia elettrica, i cui componenti possono essere fabbricati in serie, trasportati come moduli e installati direttamente in loco, con un conseguente abbattimento dei costi e riduzione dei tempi di costruzione e di ritorno economico. Sono implementabili sia come impianto singolo sia come combinazione di più moduli, a seconda della potenza richiesta. Possono essere installati in regioni remote o fuori rete, possono costituire sistemi ibridi di energia nucleare e rinnovabile, adattandosi perfettamente a un contesto di generazione di energia distribuita e di cogenerazione.

Attualmente ci sono decine di esemplari in via di sviluppo (Figura 5-54), alcuni già in fase avanzata di costruzione, come il CAREM in Argentina (un PWR integrale) e due già terminati, l'HTR-PM e il KLT-40S, unica centrale galleggiante al mondo. Anche in Italia esistono diverse iniziative in questa direzione, tra cui quanto portato avanti dal Consorzio NewCleo (www.newcleo.com).

Molti dei vantaggi dei reattori SMR sono intrinsecamente legati alla natura del loro design piccolo e modulare. Gli SMR offrono risparmi sui costi e sui tempi di costruzione e potenzialmente possono essere implementati anche nel contesto di *smart-grid*, per soddisfare la crescente domanda di energia. Nelle aree prive di linee di trasmissione o capacità di rete insufficienti, gli SMR possono essere installati in una rete esistente o in remoto *off-grid,* anche grazie alla loro modulare produzione elettrica, fornendo energia a basse emissioni di carbonio.

I microreattori costituiscono un sottoinsieme dei SMR, progettati per generare energia elettrica in genere con taglie di potenza intorno ai 10 MW_e. I microreattori (vSMR) possono essere adatti per specifiche applicazioni, inclusa la propulsione navale. Rispetto ai reattori esistenti, i progetti SMR/vSMR sono

[218] SMR_Book_2020.pdf (iaea.org)

generalmente più semplici e il loro approccio alla sicurezza si basa principalmente sui sistemi passivi e sulle caratteristiche di sicurezza intrinseche del reattore, come bassa potenza e ridotta pressione di esercizio.

Energia nucleare in Italia ed in Liguria: situazione e prospettive

In Italia l'energia nucleare ha ricoperto un ruolo significativo, in termini di contributo alla produzione elettrica nazionale solo fino agli inizi degli anni '80, quando l'incidente di Chernobyl ed il successivo intervento legislativo a valle dei referendum del 1987 hanno sancito l'abbandono della produzione di energia elettrica per via nucleare.

Dopo di allora il contributo nucleare, seppur quantitativamente rilevante, è rimasto nella quota parte delle importazioni energetiche da Paesi esteri (Francia e Slovenia in primis).

Fermo restando che **un ritorno alla produzione di energia da nucleare in Italia richiede un percorso legislativo nazionale**, che i lunghi tempi di realizzazione di tale tipologia di impianti porterebbero comunque a ritenere impossibile un loro effettivo contributo al bilancio energetico ligure entro il 2030 e che lo sviluppo dei reattori di IV generazione porta a ritenere già superato il modello attualmente prevalente oltre l'orizzonte di piano", si ritiene tuttavia che debba essere **avviato un percorso di implementazione in termini di Ricerca e Sviluppo su questo tema anche attraverso il coinvolgimento di importanti stakeholder del settore presenti sul territorio ligure.**

A livello di Paese, è importante ricostituire nel nostro Paese un presidio tecnologico e industriale sul nucleare e ricostruire una filiera nucleare industriale nazionale, sia progettuale che realizzativa, favorendo il dibattito sull'energia dell'atomo basato su rigore scientifico e una campagna di informazione, in particolare per la tecnologia di ultima generazione.

5.6 La mobilità sostenibile

Trasporti, logistica ed emissioni

I trasporti sono fondamentali per la nostra economia e la nostra società[219]. La mobilità svolge un ruolo vitale per il mercato interno e la qualità di vita dei cittadini che fruiscono della libertà di viaggiare. I trasporti sono funzionali alla crescita economica e dell'occupazione: e devono essere sostenibili in vista delle nuove sfide che viviamo. Data la dimensione globale dei trasporti, gli interventi, per essere efficaci, richiedono un'intensa cooperazione internazionale.

"*E tuttavia il sistema dei trasporti non è sostenibile. Se ci proiettiamo in avanti di 40 anni è chiaro che il settore dei trasporti non può continuare a svilupparsi nel solco attuale. A scenario immutato la dipendenza dei trasporti dal petrolio risulterebbe ancora di poco inferiore al 90% mentre l'energia ricavata da fonti rinnovabili si attesterebbe di poco al di sopra dell'obiettivo del 10% fissato per il 2020. Nel 2050 le emissioni di CO_2 provocate dal settore dei trasporti rimarrebbero di un terzo superiori ai livelli del 1990. Entro il 2050 i costi dovuti alla congestione aumenteranno del 50%, si accentuerà il divario di accessibilità tra regioni centrali e periferiche e continueranno ad aumentare i costi sociali dovuti agli incidenti e all'inquinamento acustico*", così apriva al § 13 il Libro Bianco dei Trasporti del 2011, ancora oggi un documento-faro per la politica di sostenibilità della mobilità.

La modifica della Direttiva sull'efficienza energetica (c.d. Red III), la proposta *REPowerUE*, le proposte di modifica al regolamento ETS concorrono a fissare obiettivi ambiziosi sulla mobilità a neutralità emissiva:

- l'estensione al trasporto marittimo, dal 2023, del sistema ETS;
- la creazione dal 2025 di un sistema ETS dedicato al trasporto stradale;
- la riduzione del 55% al 2030 delle emissioni delle automobili e del 50% per i furgoni;
- dal 2035, l'immatricolazione di sole automobili a zero emissioni.

Comparando il dato mondiale in termini di emissione di CO_2, per cui i trasporti contribuiscono alle emissioni GHG per il 16,2%, (di cui l'11,9% col trasporto su strada, l'1,9% col trasporto aereo, l'1,7% col trasporto marittimo e lo 0,4% col trasporto ferroviario), a livello europeo l'incidenza è maggiore (26%), rimanendo

[219] Cfr. E. INCALZA – I. TRAMONTI, La mobilità. Una occasione per produrre ricchezza, Venezia 2005; A. MERELLA, Infrastrutture e logistica, Trento 2010; M. PERCOCO, Infrastrutture e investimenti. Valutazioni, regole, decisioni, Milano 2022.

invariato l'apporto del modo ferroviario (0,4%). A livello nazionale, infine, i trasporti gravano per un terzo sui GHG[220] e concentrano stabilmente circa un terzo dei consumi energetici complessivi del Paese.
Per quanto riguarda il dato delle fonti energetiche correlate ai consumi, si veda la seguente tabella (dati in ktep):

	2016	2017	2018	2019	2020	2021(*)	Var. % 2021-2020
Prodotti petroliferi	**36.004**	**34.840**	**36.079**	**36.414**	**27.370**	**33.424**	**22%**
gasolio/diesel	22.136	20.987	21.607	21.651	17.649	22.079	25%
benzine	7.650	7.433	7.640	7.712	6.079	7.378	21%
carboturbo	4.004	4.199	4.709	4.873	1.837	2.101	14%
GPL	1.756	1.832	1.773	1.816	1.439	1.547	8%
altri prodotti	458	390	350	362	367	319	-13%
Gas naturale	**1.106**	**1.064**	**1.093**	**1.147**	**967**	**1.146**	**18%**
biometano	-	0,1	0,4	41	82	137	67%
gas naturale fossile	**1.106**	1.064	1.093	1.106	885	1.009	14%
Biocarburanti	**1.041**	**1.062**	**1.250**	**1.276**	**1.265**	**1.415**	**12%**
biodiesel	1.008	1.029	1.217	1.246	1.245	1.388	11%
benzine bio	33	33	33	30	20	27	38%
Elettricità	**960**	**979**	**992**	**992**	**870**	**957**	**10%**
da fonti rinnovabili (**)	326	334	337	347	331	345	4%
da fonti non rinnovabili	633	645	656	645	538	612	14%
Totale consumi finali di energia nel settore dei trasporti (A)(***)	**39.110**	**37.945**	**39.414**	**39.830**	**30.471**	**36.942**	**21%**
Totale consumi finali di energia (tutti i settori) (B) (****)	**115.920**	**115.186**	**116.326**	**115.356**	**102.738**	**114.590**	**12%**
Incidenza consumi settore Trasporti sui consumi totali (A/B)	***33,7%***	***32,9%***	***33,9%***	***34,5%***	***29,7%***	***32,2%***	-

Fonte: elaborazioni GSE su dati Eurostat
(*) stime preliminari basate su dati Mite, Snam, Terna, GSE
(**) per ciascun anno, il dato è calcolato applicando ai consumi del settore Trasporti la quota FER sui consumi elettrici totali dell'anno stesso.
(***) comprende i consumi dell'aviazione internazionale; non comprende i bunkeraggi internazionali.
(****) non comprende calore ambiente; comprende i consumi dell'aviazione internazionale.

Tabella 5-41 – Consumi fonte energetiche settore trasporti livello nazionale (ktep). Fonte: MiTE 2022.

Il contributo di gran lunga più importante ai consumi finali settoriali del Paese rimane, nel 2021, quello fornito dai prodotti petroliferi (90% del totale settoriale) e in particolare dal diesel/gasolio (60%), utilizzato in misura quasi tripla rispetto alla benzina; il contributo del carburante per aviazione (carboturbo) si attesta intorno al 6%, quello del GPL al 4%. Il peso delle altre fonti risulta, invece, ancora piuttosto contenuto: i biocarburanti hanno un'incidenza pari al 3,8%; il gas naturale pari al 3,1% (si segnala peraltro la notevole dinamica di crescita del biometano, fonte rinnovabile il cui impiego è aumentato del 67% rispetto al 2020); l'energia elettrica pari al 2,6% (di cui 1,7% prodotta da fonti fossili, 0,9% da FER). L'impiego di fonti rinnovabili di energia nel settore dei trasporti in Italia sta assumendo, negli anni più recenti, un peso progressivamente crescente. In termini statistici, tale impiego è costituito dall'immissione in consumo di biocarburanti (biodiesel, bioetanolo, bio-ETBE, biometano), puri o miscelati con carburanti fossili. Ai sensi della Direttiva 2009/28/CE, così come modificata dalla Direttiva 2015/1513/UE (Direttiva ILUC), è inoltre possibile contabilizzare tra le fonti rinnovabili nel settore dei trasporti anche l'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili i cui consumi sono, tuttavia, attualmente trascurabili. Il contenuto energetico complessivo dei biocarburanti

[220] Cfr. E. INCALZA – I. TRAMONTI, La mobilità. Una occasione per produrre ricchezza, Venezia 2005; A. MERELLA, Infrastrutture e logistica, Trento 2010; M. PERCOCO, Infrastrutture e investimenti. Valutazioni, regole, decisioni, Milano 2022.

immessi in consumo in Italia nel 2021 è stimabile in 1,55 Mtep, in aumento del 15% circa rispetto al 2020. Il 36% di questi volumi è stato prodotto nel nostro stesso Paese; seguono, tra i Paesi di produzione, Spagna (28%), Paesi Bassi (6%) e Bulgaria (6%), con valori in crescita rispetto all'anno precedente. Considerando infine il Paese produttore delle materie prime utilizzate, solo il 12% dei biocarburanti immessi in consumo nel 2021 risulta prodotto con materie prime di origine nazionale; tra i Paesi fornitori, il principale è la Cina (21% dei biocarburanti prodotti), l'Indonesia (17% dei biocarburanti prodotti, in forte calo col dato 2020), seguita da Spagna (8%) e Malesia (6%); complessivamente, è prodotto da materie prime di origine europea poco meno del 50% dei biocarburanti immessi in consumo.
Si trattano nel seguito alcuni ambiti ritenuti significativi per il perseguimento di obiettivi di contenimento dei consumi energetici e di riduzione delle emissioni del settore trasporti.

Lo Shift modale

Il Gruppo FS ha impostato un ambizioso programma di azioni che mira al raggiungimento della riduzione del 50% delle proprie emissioni entro il 2030 ed alla neutralità carbonica al 2040, in anticipo rispetto agli obiettivi del pacchetto Fit for 55. Esso si compone di interventi per il *modal shift* e di azioni a spiccata caratterizzazione energetica.
In particolare, il Gruppo intende operare interventi volti a favorire il *modal shift* attraverso:

- l'aumento prestazionale della rete (nuove tratte AV, aumento di modulo e sagoma),
- il collegamento tra la rete che costituisce l'Infrastruttura Ferroviaria Nazionale (IFN) e i nodi di trasporto (14 aeroporti, 12 porti tra cui quelli liguri, 11 MTO – Multimodal Transport Operator),
- lo sviluppo di piani ferroviario-stradali per promuovere soluzioni di integrazione modale anche digitale, secondo l'approccio MaaS – *Mobility as a Service*,
- il rinnovo delle flotte,
- una serie di azioni di digitalizzazione diffuse e puntuali, tra cui l'ecosistema digitale europeo interoperabile per gli operatori della logistica.

Il target è l'aumento del 15% dei passeggeri su ferro al 2050 e, allo stesso anno, il riequilibrio del traffico merci ferro/gomma per le tratte superiori a 300 km. Si deve rilevare che esistono modelli di calcolo della CO_2 risparmiata in termini di ton/km trasportata nei diversi modi di trasporto[221], atteso che un treno merci emette tra 6 e 33 g CO_2 km/ton.
FS realizzerà inoltre, a partire dalle previsioni dell'art. 20 c. 8 del D.Lgs. 199/2021 e nell'ottica della definizione finale delle aree idonee da parte delle Regioni, impianti fotovoltaici su tutto il territorio (i cui vantaggi peseranno territorialmente, contribuendo agli obiettivi di burden sharing), per un valore di 1,6 mld di euro, ed un target di 2 GWp pari a 2,6 TWh/giorno di autoproduzione elettrica al 2031[222].

Ambito portuale e DEASP

In coerenza con l'Accordo di Parigi l'IMO, dal 2018, ha adottato una serie di misure, entrate in vigore dal 2020, orientate allo scenario *Net zero emissions* al 2050; il trasporto marittimo, infatti, sta affrontando una crescente pressione per decarbonizzare e consentire un'efficace transizione energetica, sia come trasportatore che come utilizzatore di energia. Sotto il primo profilo, è naturale che caleranno rinfusiere e petroliere a vantaggio di gasiere e navi idonee al trasporto di idrogeno ed ammoniaca, mentre sotto il secondo profilo, a titolo di esempio, il regolamento IMO in vigore dal 1° gennaio 2020 porta il limite di zolfo nell'olio combustibile dal 3,5% allo 0,5% (estensione aree SECA[223]), imponendo in caso di deroga l'impianto di scrubber. È analogamente in fase di discussione a livello di istituzioni comunitarie la definizione di aree NECA[224] con riferimento alle emissioni di azoto.
Gli armatori sono pronti ad investire, anche supportati da fondi statali e PNRR, in navi tecnologicamente adeguate. Con il 4,5% della flotta in acqua (baseline 2021 3,9%) e il 37,8% (c.s. 27,8%) del portafoglio ordini (*orde book*) in tonnellaggio in grado di utilizzare combustibili o propulsioni alternativi, si prevede che il 5%

[222] FERROVIE DELLO STATO ITALIANE, *GHG Report 2021 Sostenere i*
l movimento, 2022.
[223] SECA – Sulphur Emission Control Area – Area a Controllo delle Emissioni quanto a SOx (zolfo)
[224] NECA – Nitrogen Emission Control Area – Area a Controllo delle Emissioni quanto a NOx (azoto)

della capacità della flotta globale sarà alimentato da *alternative fuel* [225]ad inizio 2023; l'impiego del GNL non è stato rallentato dalla crisi pandemica. Del portafoglio ordini, il 33,3% del tonnellaggio utilizzerà infatti GNL (647 unità), il 2,3% GPL (88 unità) ed il 3,2% altri combustibili (tra cui 6 ad idrogeno, 24 a metanolo, 150 circa a propulsione a batteria/ibrida[226]). La cantieristica ligure detiene competenze e piani di R&S tali da renderla competitor a livello internazionale nel segmento.
Quando si parla di transizione energetica nell'ottica della sostenibilità economica, il concetto[227] di *green ports,* formatosi a partire da progetti comunitari come l'altrettanto centrale progetto "*smart port,"* si deve declinare in relazione allo sviluppo della logistica contemporanea.
In questo contesto i bacini portuali, in quanto snodi della catena logistica, tanto più in un contesto di verticalizzazione societaria degli operatori, devono impegnarsi a trasformarsi da energivori ad energipari, attuando ed aggiornando i DEASP di cui all'art. 5bis della L. 84/94 e ss.mm. ii.. I piani dovranno considerare le importanti risorse comunitarie e nazionali, nonché le semplificazioni normative contenute nel DL 36/2022, per l'elettrificazione delle banchine, che riguarderanno tutti gli scali liguri (in opera alle Riparazioni Navali di Genova, in completamento a Prà, in progettazione negli altri scali), pur considerando tuttora di primaria necessarietà la definizione di una tariffa calmierata regolata dall'ARERA per rendere il collegamento in *cold ironing* conveniente per gli operatori.

Mobilita' elettrica e alternative fuels
Sebbene l'Italia abbia visto al 2021 una crescita significativa delle immatricolazioni di automobili elettriche, ibride e ibride plug-in (dal 6,5% al 40% base 2019), è ancora importante il ritardo rispetto ai *peer* europei[228], attestandosi al 10% del parco totalmente elettrico. È ancora limitata la rete infrastrutturale con circa 0,8 stazioni di ricarica ogni 100 km[229], cui proverà a darà un impulso il PNRR con l'investimento 4.3 della Missione 2 Componente 2 con una dotazione di 741,3 milioni di euro, da attivare tra fine 2022 e inizio 2023.

	2017	2018	2019	2020	2021*
Consistenza parco veicolare alimentato ad energia elettrica (**)	20.070	30.426	49.949	113.169	260.222
- di cui autovetture BEV (elettriche pure)	7.560	12.156	22.728	53.079	118.034
- di cui autovetture PHEV (ibride plug-in)	5.268	9.871	16.313	43.720	114.247
- di cui altri veicoli (motocicli, autocarri, filobus, autobus)	7.242	8.399	10.908	16.370	27.941
Energia elettrica complessiva consumata su strada - ktep (***)	7,1	8,5	11,7	16,4	37,9
Energia elettrica rinnovabile consumata su strada - ktep (****)	2,4	2,9	4,0	5,6	13,2

(*) Stime preliminari
(**) Elaborazioni GSE su dati ACI, ANFIA, Aziende di trasporto pubblico locale
(***) Comprende: motocicli, autovetture BEV, autovetture PHEV, autocarri, autobus, filobus
(****) In ciascun anno *t*, il dato è calcolato applicando ai consumi complessivi la quota FER nel settore elettrico calcolata nell'anno *t*-2
Fonte: GSE

Tabella 5-42 – Consistenza parco veicolare elettrico. Fonte: MiTE 2022.

Applicando i criteri di calcolo dell'energia da FER fissati dalla Direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio del target settoriale, infine, si stima un consumo annuo di energia rinnovabile nei trasporti su strada pari a 13,2 ktep (154 GWh), in notevole aumento – come naturale conseguenza dell'espansione del parco veicoli elettrici o ibridi - rispetto al 2020 (+138%). È evidente che la spinta eccessivamente drastica in termini temporali all'elettrificazione, in questo come in ogni altro settore, tanto più fino a che non sarà decisamente accresciuta la produzione di energia elettrica da FER, risulterebbe non solo velleitaria ed inefficace, ma sarebbe da un lato lesiva della radicata e strategica filiera degli idrocarburi (automotive, raffinazione, metano, gas naturale

[225] 'art. 2 c. 1 della DAFI in nota: 1) «combustibili alternativi»: combustibili o fonti di energia che fungono, almeno in parte, da sostituti delle fonti di petrolio fossile nella fornitura di energia per il trasporto e che possono contribuire alla sua decarbonizzazione e migliorare le prestazioni ambientali del settore dei trasporti. Essi comprendono, tra l'altro: elettricità, idrogeno, biocarburanti, quali definiti all'articolo 2, punto i), della direttiva 2009/28/CE, combustibili sintetici e paraffinici, gas naturale, compreso il biometano, in forma gassosa (gas naturale compresso — GNC) e liquefatta (gas naturale liquefatto — GNL) e gas di petrolio liquefatto (GPL).
[226] Cfr. CLARCKSON RESEARCH, *Green Technology Uptake*, 2022. Dettagli per compagnia di navigazione in SRM, *Italian Maritime Economy – 9° Rapporto Annuale*, Napoli 2022, p. 47.
[227] Cfr. B. PALVIC – F. CEPAK – B. SUCIC – M. PECKAJ – B. KANDUS, *Sustainable port infrastructure, practical implementation of the green port concept*, in "Thermal Science" 18/3, pp. 936-938.
[228] Cfr. UNRAE, 2022.
[229] Cfr. ANFIA e Roland Berger, *Il futuro del settore automotive*, 2020.

liquefatto e compresso…) e dall'altro intempestiva, in assenza di un posizionamento adeguato dell'industria italiana del comparto in ambito formazione, componentistica, nuova tecnologia, pena il rischio di rendere l'Italia suddita delle importazioni da aree circoscritte della produzione a livello globale.
Al netto di quanto detto a proposito dell'idrogeno al capitolo dedicato, cui si rimanda, per quelle modalità di trasporto in cui l'impiego di veicoli a emissioni zero non è fattibile a causa dei requisiti tecnologici o dei costi, sarà possibile utilizzare combustibili a emissioni zero come i biocarburanti, gli *e-fuel.*
I combustibili liquidi a basse o nulle emissioni di carbonio (LCLF) sono quindi centrali per la decarbonizzazione di settori dei trasporti difficili da elettrificare, quali trasporti stradali a lunga distanza, aerei e marittimi. Questi includono biocarburanti sostenibili di prima generazione, biocarburanti avanzati, idrogenazione di oli vegetali/rifiuti e residui, idrogeno verde ed E-fuels, ove la CO_2 fossile è sostituita con CO_2 biogenica o riciclata.
L'industria della raffinazione è pronta per avviare la trasformazione dei propri impianti adottando una combinazione di tecnologie in grado di ridurre l'impronta di carbonio della produzione, passando progressivamente da materie prime fossili a nuove materie prime quali biomasse, energie rinnovabili, rifiuti, CO_2 catturata dalle tecnologie CCS/CCU (*Carbon Capture and Storage, Carbon Capture and Utilization*) e idrogeno pulito. Le condizioni per promuovere gli investimenti in nuove tecnologie per i LCLF risiedono però nella modifica del Regolamento sui limiti alle emissioni di CO_2, caratterizzato da un approccio *Tank-to-Wheel* che trascura completamente la CO_2 emessa a monte. È indispensabile quindi modificarlo con una normativa "*Well-to-Wheel*", che consideri le emissioni climalteranti lungo l'intero ciclo di vita e non solo allo scarico.
La sostituzione dei combustibili convenzionali con alternative a basse emissioni di carbonio implica in ogni caso una necessaria e rilevante trasformazione dell'intera catena di approvvigionamento, in particolare logistica, trasporto e stoccaggio di combustibili sfusi. Tale riconversione della filiera avrà costi più o meno elevati a seconda del prodotto gestito. I biocarburanti liquidi, però, hanno caratteristiche chimico-fisiche che consentono la miscelazione con i carburanti di origine fossile e il loro utilizzo, con riguardo al parco macchine attualmente circolante, non è connesso all'introduzione sul mercato di veicoli dedicati[230].

Azioni regionali

La Regione Liguria concorre da tempo al percorso di efficientamento, ingegnerizzazione, digitalizzazione, sostenibilità del sistema del trasporto passeggeri e merci. Di seguito le azioni e che si intendono proseguire nell'orizzonte di piano:

Acquisto di materiale circolante green su ferrovia e trasporto pubblico locale	Fondi PNRR, Fondi POC, Contratto di Servizio Trenitalia
Promozione dell'idrogeno "green" come vettore delle manovre ferroviarie portuali	Protocollo di intesa interistituzionale approvato nel 2022 che vede partecipe RFI su questo specifico focus. Partecipazione a progetti europei sull'impiego dell'idrogeno in ambito portuale. Partecipazione a progetti europei in ambito EUSALP – Strategia Macroregionale Alpina
Promozione dell'infrastruttura GNL e bio GNL lato terra e lato mare	Protocollo di intesa interistituzionale approvato nel 2019. Partecipazione a progetti europei che capitalizzino i risultati di studio e conoscenza in materia a partire dagli esiti dei progetti SIGNAL e PROMO GNL attivati nel periodo programmatorio 2014-2020 a valere su risorse del PO Italia-Francia Marittimo. Detassazione del bollo per automezzi pesanti di nuova immatricolazione a GNL (misura avviata nel 2021, proseguita nel 2022 e rinnovata per il 2023).
Aumento dello shift modale a seguito dell'aumento prestazionale dell'offerta ferroviaria per il traffico merci	Cabina di Regia per la logistica del Nord Ovest, attivata nel 2015, che prevede incontri periodici di aggiornamento del piano investimenti di RFI, con la partecipazione del MIT (protocolli di Novara 2016 e Milano 2019) per una condivisione degli oggetti e della tempistica realizzativa in ambito di Contratto di Programma – Parte Investimenti di RFI (in coerenza con il PRIIMT).

Tabella 5-43 – Azioni regionali a sostegno dei trasporti.

[230] Cfr. Confindustria Genova, Position Paper, 2022, p. 43.

6 Il Monitoraggio del Piano

Al fine di migliorare l'efficacia del PEAR 2030 la Regione Liguria intende accompagnare la fase attuativa con un'**intensa attività di monitoraggio** del Piano, anche al fine di ricalibrarne strumenti ed obiettivi alla luce dell'evoluzione del complesso contesto internazionale, del quadro socio-economico e delle eventuali opportunità derivanti da iniziative di livello nazionale ed europeo.

Saranno **oggetto di monitoraggio due ambiti**, a cui, nelle successive fasi del processo pianificatorio, verranno associati corrispondenti indicatori:

A. **Efficacia del PEAR 2030**;
B. **Performance ambientali del Piano**.

Il primo set di indicatori (**massimo 10**) sarà teso a valutare i risultati conseguiti con l'attuazione dell'azione pianificatoria e dovrà comprendere indicatori relativi allo stato dei consumi finali sul territorio regionale ed al grado di penetrazione delle varie fonti rinnovabili sul territorio regionale.

Visto il significativo grado di correlazione tra le azioni del PEAR 2030 e le misure della Programmazione dei Fondi Strutturali **POR-FESR 2021-2027**, occorrerà operare, anche in relazione al monitoraggio, in termini di binomio pianificazione-programmazione, con una valutazione continua degli effetti della programmazione in termini di conseguimento degli obiettivi di Piano.

Gli indicatori di efficacia prescelti dovranno essere **popolabili su base biennale** a partire da informazioni disponibili su base statistica a livello nazionale o attraverso indagini e banche dati regionali.

Le performance ambientali del Piano verranno monitorate anch'esse sulla base di un numero contenuto di indicatori (**massimo 10**), afferenti alle due categorie:

- indicatori atti a descrivere l'evoluzione del contesto ambientale complessivo;
- indicatori volti a monitorare "performance ambientali" specifiche ritenute maggiormente interferite dalle azioni di Piano.

Questo secondo set di indicatori verrà **progettato in maniera partecipata con gli uffici competenti** nelle specifiche materie ambientali nel corso della procedura di Valutazione Ambientale Strategica e dovrà rispondere ad esigenze di in termini di rappresentatività, opportunità e popolabilità, facendo ricorso alle banche dati ambientali già esistenti, al fine di evitare ridondanze e duplicazioni.

Al fine di consentire una più ampia e trasparente diffusione possibile dei risultati del monitoraggio, gli indicatori così definiti potranno essere restituiti al pubblico attraverso una **dashboard** pubblicata su una pagina web regionale dedicata al PEAR 2030 e potranno essere accompagnati da specifici approfondimenti tematici.

Oltre al monitoraggio "quantitativo" del PEAR 2030 la Regione Liguria ha inoltre attivato (si veda Capitolo 4) con d.G.R. n. 307/2022, la **Cabina di Regia** sulle politiche energetiche regionali con il compito di fornire gli indirizzi strategici per il PEAR e con il ruolo di luogo di confronto degli stakeholder pubblici e privati, nella logica della condivisione orizzontale dei principi informatori del Piano. Uno strumento di indirizzo, di ascolto, confronto e consultazione fra i principali protagonisti del settore energia a livello sia nazionale, che regionale.

Questa formulazione del monitoraggio del PEAR sarà quindi volta a perseguire gli obiettivi di:

- *efficacia e completezza*. La definizione di un numero congruo, ma contenuto, di indicatori, la loro progettazione condivisa ed il ricorso a banche dati esistenti, evitando il proliferare di sovrastrutture, intende garantire l'effettiva e continua applicabilità dell'azione di monitoraggio, in relazione agli aspetti maggiormente rilevanti per gli obiettivi energetici e le ricadute ambientali del Piano;
- *trasparenza*. Attraverso la dashboard e la relativa pagina web infatti i contenuti del PEAR, i risultati e le ricadute verranno resi disponibili a stakeholder e cittadini; identicamente la Cabina di Regia costituirà luogo fondamentale di condivisione dell'azione di monitoraggio;
- *tempestività*. La periodicità biennale consentirà una rimodulazione in corso d'opera della pianificazione alla luce dei risultati ottenuti e degli esiti del percorso di monitoraggio, secondo uno schema di miglioramento continuo.

Appendice a) PEAR 2030 - Sistemi di accumulo dell'energia e Reti elettriche intelligenti

1. Le tecnologie per gli accumuli di energia elettrica, tipologia, mercato, i punti di forza e debolezza

La crescente produzione di energia elettrica grazie alle fonti rinnovabili di tipo non programmabile e intermittente (FRNP, energia solare fotovoltaica ed energia eolica, Figura 1) pone il problema degli accumuli di energia in maniera più significativa che in passato. Le ragioni risiedono nella non contemporaneità della generazione elettrica rispetto al consumo sull'arco giornaliero.

Il Piano nazionale PNIEC[1] ha evidenziato la necessità di integrare la generazione di energia, sia elettrica che termica, con sistemi di accumulo. Fra le tecnologie di stoccaggio, il PNIEC considera i sistemi di stoccaggio di tipo idroelettrico (idroelettrico a pompaggio), in quanto tecnologia consolidata e già utilizzata in Italia per grandi capacità. Il PNIEC inoltra individuava e incentivava lo sviluppo degli accumuli di tipo elettrochimico sia a livello distribuito presso le singole utenze elettriche che centralizzato in grandi impianti sulla rete nazionale. Una particolare attenzione era attribuita alla questione della attesa riduzione dei costi delle batterie elettriche che potesse rendere sempre più vantaggiosi i sistemi distribuiti di generazione fotovoltaica con accumulo. Infine, il PNIEC citava altre possibili soluzioni di stoccaggio dell'energia che prevedano l'utilizzo dei vettori energetici alternativi quali l'idrogeno.

Rispetto agli aspetti legati agli accumuli di energia legati al settore elettrico, il *"mismatch"* temporale tra produzione e consumo è particolarmente marcato per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici per i quali evidentemente la produzione di energia può avvenire soltanto tra alba e tramonto e con un tipico andamento a massimo della potenza erogata in corrispondenza del mezzogiorno solare (*"noon"*). Meno variabile dal punto di vista dell'alternanza giorno e notte è tipicamente la produzione elettrica per via eolica, come mostra la Figura 1.

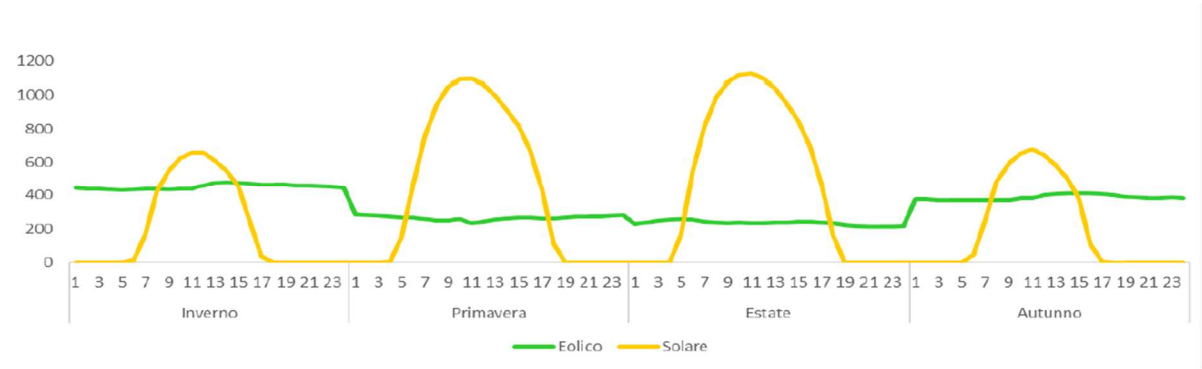


Figura 1- Andamento tipico della produzione oraria da impianti eolici e fotovoltaici nell'Italia del sud (Fonte: Terna 2022, Documento di Descrizione degli Scenari)

Gli accumuli di energia consentono in generale, non solo per quanto riguarda le fonti rinnovabili ad alta intermittenza, di sostenere la domanda di energia (per esempio su base giornaliera) con un parco di impianti (convenzionali e a fonte rinnovabile) di potenza inferiore. Tali impianti possono inoltre lavorare in maniera più continuativa durante la giornata, in quanto i picchi di domanda energetica in ore specifiche (Figura 2), possono essere coperti dall'intervento degli accumuli in modalità "scarica di energia".

[1] Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Dicembre 2019.

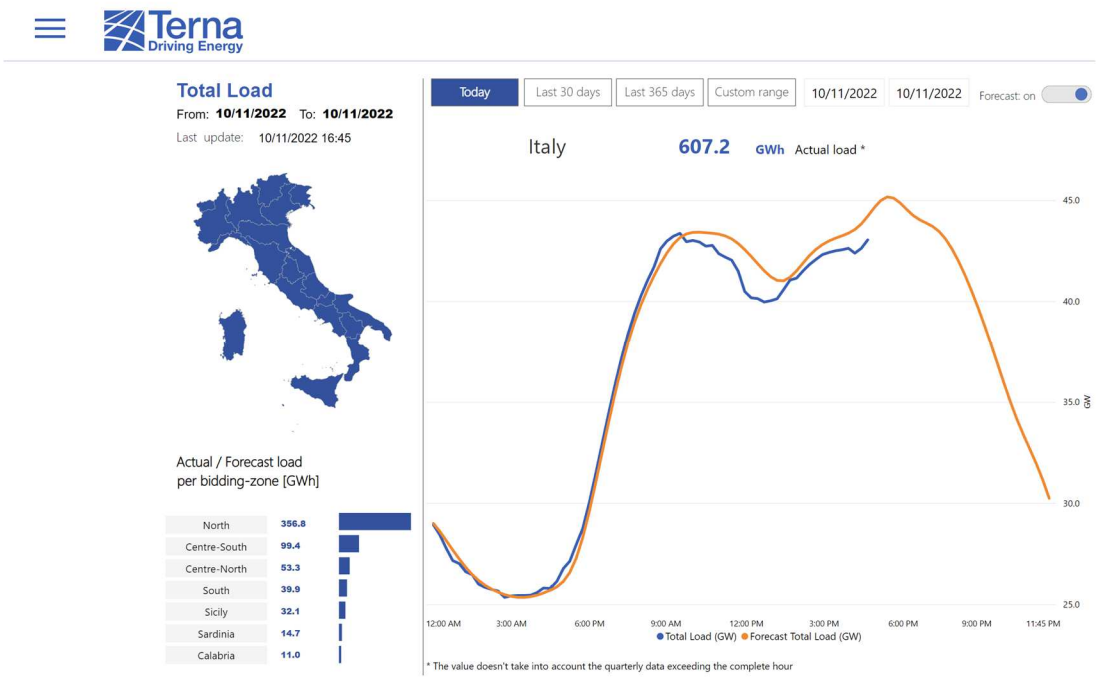


Figura 2. Andamento della domanda elettrica oraria in Italia, in data 10 novembre 2022 (Fonte: Terna 2022, https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/total-load)

Come è noto, la fluttuazione di domanda elettrica o la mancata generazione su base infra-giornaliera in Italia è bilanciata attualmente dalla produzione effettuata sul mercato dei servizi ancillari dove operano specifici impianti in grado di avviare la produzione elettrica in tempi brevi (suborari) come le centrali di tipo turbogas, gli impianti idroelettrici, ecc.

Gli accumuli di energia possono, e in parte già lo fanno, contribuire a sostenere la variabilità della domanda/generazione elettrica affiancando gli impianti di produzione della tipologia sopra menzionata.

Altre strategie perseguite dai gestori delle reti elettriche nazionali, oltre all'incremento della capacità di accumulo dell'energia, riguardano il potenziamento della rete di trasmissione elettrica (per consentire per esempio il dispacciamento di energia da fonte solare da sud a nord), il potenziamento delle interconnessioni a livello internazionale, la promozione (a livello commerciale e tecnico) di nuovi modelli di *Market Design* dove è promosso il consumo elettrico in fasce orarie consone alla produzione rinnovabile.

Esistono, come è noto, due tipologie principali di accumulo a fini elettrici: gli impianti idroelettrici a pompaggio e gli accumuli di tipo elettrochimico (batterie). Altre tecnologie di *energy storage* elettrico riguardano gli impianti solari di tipo "termodinamico ad accumulo" dove un fluido termovettore riceve l'energia solare e consente la produzione di vapore da inviare in turbina.

Ulteriori sistemi di accumulo sono i nuovi impianti di tipo prototipale utilizzanti la compressione di gas (sistemi della famiglia CAES), lo stoccaggio in pressione di tale gas e l'espansione in turbina di tale aeriforme durante il processo "di scarica". A questo riguardo appare interessante la tecnologia italiana nota come "*Energy Dome*" (https://energydome.com/), che intende utilizzare come gas l'anidride carbonica.

Per quanto riguarda gli impianti solari termodinamici, un sistema di specchi concentra la radiazione solare diretta su un assorbitore tubolare (tecnologie *Parabolic Trough e Fresnel*[2]) oppure su un ricevitore su torre (sistemi ad eliostati "*central tower*"). Il ricevitore/assorbitore è esposto ad irradianza molto elevata (50-500kW/m^2) in funzione del rapporto di concentrazione del campo specchi dell'impianto. Questo tipo di impianti può avvalersi dello stoccaggio di significative masse del fluido termovettore ad elevata temperatura, consentendo all'impianto di produrre energia elettrica anche durante la notte o di produrre energia modulando la potenza dell'impianto. Gli impianti solari a concentrazione di tipo termodinamico sono indicati per le regioni del pianeta ad elevato irraggiamento diretto (*DNI, Direct Normal Irradiance*), come i Paesi del nord Africa (e.g. Marocco, impianto Noor di Ouarzazate), l'Australia o il Cile fascia tropicale (e.g. impianto di Cierro El Dominador). In Italia le condizioni solari migliori sono in Sicilia, dove di recente è stato realizzato un impianto solare termodinamico ad accumulo termico utilizzante Sali fusi[3], a cui fa riferimento la Figura 3.



Figura 3. Serbatoi di accumulo del sale fuso nell'impianto solare a concentrazione di tipo Fresnel di Partanna, Sicilia. L'accumulo termico consente di azionare le turbine a pieno carico (4.3MW elettrici) per circa 15 ore anche in assenza di sole[3]

Un discorso a parte riguarda lo stoccaggio dell'energia a fini elettrici legati all'utilizzo di elettrolizzatori per la produzione di Idrogeno, eventualmente poi utilizzabile in sistemi di tipo *Fuel Cells* (si veda il capitolo sull'innovazione tecnologica- Idrogeno del Piano).

1.1. Sistemi di stoccaggio dell'energia di tipo elettrochimico (batterie)

Gli accumulatori elettrici di nuova generazione, principalmente basati sulla chimica del Litio, hanno visto negli ultimi 10 anni crescere enormemente la diffusione di questi apparati, sia nel settore della mobilità elettrica (e.g. automobili elettriche e mezzi elettrici a due ruote) che nel settore della distribuzione elettrica (*Utility Scale Batteries*).

Si fa osservare che in questo capitolo non verrà considerata la capacità di accumulo elettrico attuale e futura legata al parco autoveicoli. Quanto di seguito, pertanto, sarà riferito a sistemi elettrici di accumulo collegati alle reti elettriche.

Secondo IEA (*International Energy Agency*) alla fine dell'anno 2021 nel mondo risultavano installati complessivamente 16 GW di potenza di tipo elettrochimico (potenza cumulata), con 6 GW installati nel corso del 2021. Questa capacità elettrica di accumulo complessiva attiene per il 75% a installazioni

[2] Fossa, M., Boccalatte, A., Memme, S., 2021. Solar Fresnel modelling, geometry enhancement and 3D ray tracing analysis devoted to different energy efficiency definitions and applied to a real facility. Sol. Energy 216, 75–89. http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2020.12.047

3 Falchetta, M., Mazzei, D., Russo, V., Campanella, V. A., Floridia, V., Schiavo, B., Venezia, L., Brunatto, C., and Orlando, R., The Partanna project: A first of a kind plant based on molten salts in LFR collectors, AIP Conference Proceedings 2303, 040001 (2020); https://doi.org/10.1063/5.0029269

negli Stati Uniti e in Cina. Inoltre, la quasi totalità delle nuove installazioni riguardano batterie utilizzanti la chimica del litio[4].

Le batterie basate sulla chimica del Litio presentano numerosi vantaggi che la rendono la tecnologia ad oggi più diffusa per applicazioni che vanno dai piccoli dispositivi elettronici di uso domestico fino ad applicazioni da diverse centinaia di MW per le reti elettriche nazionali. Tra i vantaggi di questa tecnologia vi sono i bassi costi unitari (si veda di seguito), l'elevata densità di energia (200 Wh/kg tipico[5]), l'elevata efficienza di accumulo e scarica "round trip" (efficienza tipica 0,85[67]).
Secondo il NREL statunitense il costo parte capitale di batterie della famiglia del litio (principalmente Nickel-Manganese-Cobalto e Litio-Ferro-Fosfato) all'anno 2021 è compreso tra 450 e 350 US$/kWhe mentre per quanto riguarda il corrispondente costo unitario riferito alla potenza, questo dipende dalla durata in scarica dello storage e varia da circa 1.500 US$/kWe per accumuli da 4 ore nominali fino a 2.700 US$/kWe per accumuli da 8 ore nominali[8].
La tendenza in atto fino all'anno 2021 riguardante i costi dell'energia per gli accumuli al litio indicava una progressiva riduzione dei costi anche in futuro (Figura 4, stime NREL statunitense). Eventuali problemi di approvvigionamento di alcuni dei minerali necessari alla produzione delle batterie al litio, problemi associabili anche ai conflitti armati dell'anno 2022 (e.g. la Russia è il principale produttore mondiale di Nickel "*battery grade*"), potrebbero rallentare o addirittura invertire, secondo NREL e anche secondo IEA[9] questa diminuzione dei costi.
L'altra tecnologia importante per quanto riguarda l'accumulo elettrochimico riguarda le batterie a flusso (*flow batteries),* nella versione basata sugli stati di ossidazione del Vanadio (*Redox Vanadium Batteries*) e altri metalli a comportamento analogo. La tecnologia Redox è stata proposta presso l'università del New South Wales (UNSW) di Sydney quasi 30 anni fa e tuttora sviluppata anche per applicazioni *utility grid* nei laboratori di tale università[10]. Questo tipo di batterie possiede densità di carica inferiore a quelle al litio, ma ha alcuni vantaggi, per esempio in termini di sicurezza per quanto riguarda il rischio di incendio, minimo o nullo per i sistemi Redox.
Nonostante la capacità installata per questa tecnologia sia ancora di molto inferiore rispetto a quella delle batterie al litio, è atteso da IEA un significativo sviluppo di questo mercato, testimoniato per esempio dall'impianto Redox da 100 MW e 400 MWh (4kWh/kW) entrato in funzione in Cina a luglio 2022[11]. Questo nuovo impianto con batterie a flusso rappresenta un significativo salto di scala per questi impianti, essendo i precedenti casi a livello mondiale caratterizzati da taglia di molto inferiore (e.g. impianto di Yadamalta in Australia, *commissioning* 2022, 2 MW e 8 MWh di energia[12]). Secondo stime del NREL[13] il costo unitario dell'energia per sistemi Redox (costi capitale compresivi di tutte le parti necessarie al *Balance of the System,* BOS e alla conversione DC/AC) al 2020 varia tra 600 e 500 US$/kWh, diminuendo all'aumentare della taglia dello stoccaggio nel campo 4-400 MWh.

4 IEA (2022), Grid-Scale Storage, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/grid-scale-storage, (Accessed 10 november 2022)
5 Bin Zhu ORCID logo, Xinyu Wang, Pengcheng Yao, Jinlei Li and Jia Zhu, Towards high energy density lithium battery anodes: silicon and lithium, (Perspective) Chem. Sci., 2019, 10, 7132-7148, DOI: 10.1039/C9SC01201J
6 Mongird, Kendall, Vilayanur Viswanathan, Jan Alam, Charlie Vartanian, Vincent Sprenkle, and Richard Baxter. "2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment." Washington, D.C.: U. S. Department of Energy, December 2020. https://www.energy.gov/energy-storage-grand-challenge/downloads/2020-grid-energy-storage-technology-cost-and-performance
7 Augustine, Chad, and Nate Blair. "Energy Storage Futures Study: Storage Technology Modeling Input Data Report." Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2021. https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78694.pdf
8 Ramasamy, Vignesh, David Feldman, Jal Desai, and Robert Margolis. "U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021." Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2021. https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80694.pdf
9 (https://www.iea.org/reports/grid-scale-storage
10 Parasuraman A., Lim T.M., Menictas C., Skyllas-Kazacos M., Review of material research and development for vanadium redox flow battery applications, (2013) Electrochimica Acta, 101, pp. 27 - 40, DOI: 10.1016/j.electacta.2012.09.067
11 https://www.energy-storage.news/first-phase-of-800mwh-world-biggest-flow-battery-commissioned-in-china
12 https://arena.gov.au/blog/south-australia-goes-with-the-flow-battery
13 Cole, Wesley, Will A. Frazier, and Chad Augustine. "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update." Technical Report. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2021. https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf

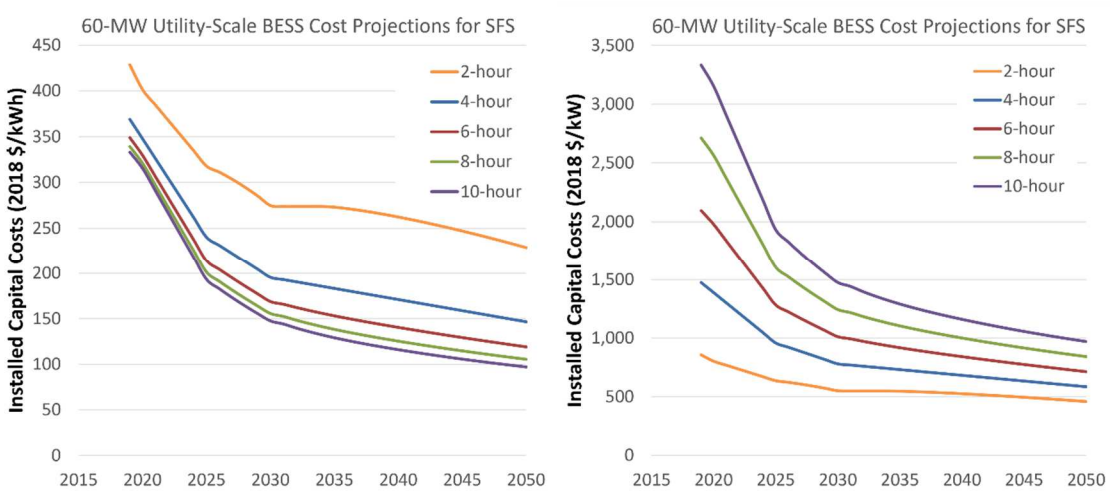


Figura 4. Andamento atteso del costo capitale di sistemi ad accumulo basati sulla chimica del Litio sulla base dei trend fino all'anno 2021 secondo il NREL statunitense. Costi capitale comprensivi di BOS e conversione DC/AC[14]

In Italia, secondo le elaborazioni di ANIE sulla base di dati TERNA [13], a giugno 2022 risultavano installati 1.361 MWh complessivi di accumuli elettrochimici, di cui oltre il 98% basati sulla chimica del litio. Di questi sistemi di accumulo, circa il 67% è caratterizzato da capacità (energia) inferiore a 15 kWh, e circa il 95% da accumuli con capacità inferiore a 50 kWh, come mostra la Figura 5.

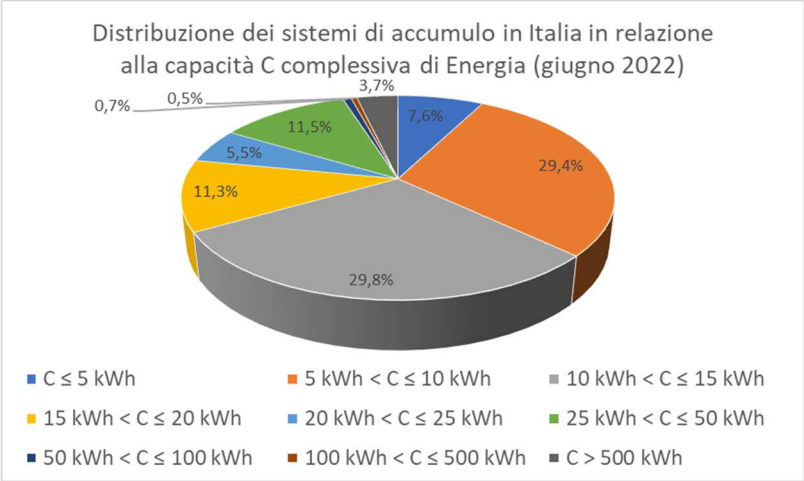


Figura 5. Accumuli elettrochimici in Italia a giugno 2022, per tipologia di taglia (energia di accumulo). Fonte ANIE, dati TERNA, elaborazione Unige/DIME.

Secondo i dati TERNA e le elaborazioni ANIE, la capacità di accumulo elettrico installata in Liguria, totale degli impianti in funzione a giugno 2022, è pari a 12 MWh, corrispondente allo 0,9% del totale italiano (Figura 6).

La tendenza complessiva italiana di crescita delle installazioni a batteria è caratterizzata da fortissima crescita. Confrontando i dati del primo semestre 2021 con quelli del primo semestre 2022, i nuovi impianti ammontano rispettivamente a 632 MWh (2022) contro i 107 MWh del primo semestre 2021. Pertanto, in Italia la crescita è stata del 491% (confronto tra il primo semestre 2021 e il primo semestre

14 Cole, Wesley, Will A. Frazier, and Chad Augustine. "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update." Technical Report. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2021. https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf

2022). La migliore regione in fatto di crescita delle installazioni è stata Marche, mentre la Liguria, pur con un considerevole aumento delle nuove installazioni (+324%), si è classificata ultima tra le regioni Italiane.

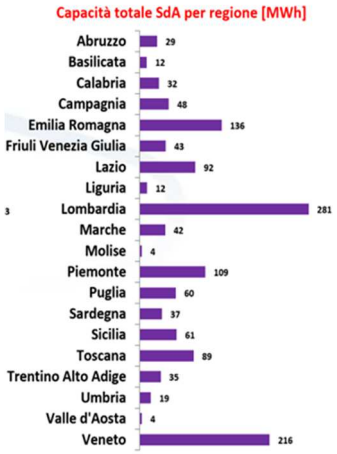


Figura 6. Accumuli elettrochimici in Italia a giugno 2022, installazioni nelle diverse regioni italiane. Fonte ANIE, dati TERNA[15]

1.2. Sistemi di stoccaggio dell'energia di tipo idrico (centrali idroelettriche a pompaggio)

Sfruttare l'energia potenziale di una massa d'acqua rispetto a due livelli di quota differenti è stata la prima soluzione tecnologica a livello mondiale anche per gli accumuli di energia su grande scala.

Secondo stime Irena[16] al 2020 gli impianti di idroelettrici a pompaggio nel mondo ammontavano a circa 121 GW, di cui circa 28 GW in Europa. A livello mondiale il Paese che pianifica i più significativi aumenti di potenza idroelettrica in accumulo per il decennio fino al 2030 è l'Australia[15] che ha avviato il progetto Snowy 2.0, un sistema idrico ad accumulo da 2 GW e 0,35 TWh di energia accumulata. Per quanto attiene l'Italia, secondo Irena, la potenza degli impianti idroelettrici ad accumulo si è mantenuta costante nel decennio 2010-2020 e ammonta a 3,9 GW.

I sistemi idroelettrici a pompaggio molto spesso utilizzano un invaso a quota più elevata e un corso d'acqua più a valle oppure un secondo invaso di valle[17]. Un sistema di turbine e pompe idrauliche consente di produrre energia ed immagazzinare energia, rispettivamente. Un esempio di centrale a pompaggio in Italia è l'impianto di Presenzano, in provincia di Caserta (Figura 5) di potenza pari a 1 GW. Il dislivello tra i due invasi comunicanti è di circa 500 metri. Il sistema utilizza 4 turbine/pompa di tipo Francis, da 250 MW ciascuna. La capacità volumetrica dei due invasi è di circa 6 milioni di metri cubi. Se si ipotizza una efficienza di turbina e pompa complessiva pari a 0,8, un utilizzo della massa d'acqua di ciascun invaso al 50% e la differenza di quota di 500 m, lo stoccaggio di energia di tale impianto può essere stimato in oltre 3 GWh.

15 Elaborazione ANIE Rinnovabili su dati Terna, OSSERVATORIO Sistemi di Accumulo, giugno 2022
16 IRENA (2020), Renewable capacity statistics 2020 International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi
17 Andrew Blakers et al 2021 Prog. Energy3 022003. https://doi.org/10.1088/2516-1083/abeb5b



Figura 5. Immagine Google Earth del sistema idroelettrico a pompaggio di Presenzano (Caserta)

Il costo unitario di un impianto idroelettrico a pompaggio è molto difficile da stimare, in quanto fortemente dipendente dalle caratteristiche del sito in esame. Irena[18] ha individuato diverse voci che concorrono al costo unitario (per unità di energia o di potenza) quali la differenza di quota tra gli invasi, il volume degli invasi, il volume delle opere in muratura, la pendenza media delle condotte. Per salti pari a 500 m, potenza dell'impianto 1 GW e stoccaggio disponibile compreso tra 6 e 20 GWh, il costo per unità di potenza secondo Irena[15] può essere compreso tra 800 e 1.500 $/kW.

Difficile e improprio un confronto con gli accumuli elettrochimici, tipicamente votati a durate di funzionamento più ridotte rispetto ai sistemi idrici a pompaggio, ma queste stime Irena sembrano indicare che il costo unitario della potenza per sistemi idrici ed elettrochimici (stime 2020) sia comparabile come ordine di grandezza. Un'ultima considerazione riguarda gli impatti ambientali dei sistemi idrici a pompaggio, che richiedono l'utilizzo di grandi superfici di territorio, tipicamente in ambito montano, con utilizzo di vallate per creare gli invasi. Queste caratteristiche rendono i sistemi idrici a pompaggio di non facile (per non dire molto difficile) realizzazione in Italia, se non si pensi di utilizzare invasi già esistenti come serbatoio di monte e nuovi invasi di valle a ridotto impatto ambientale.

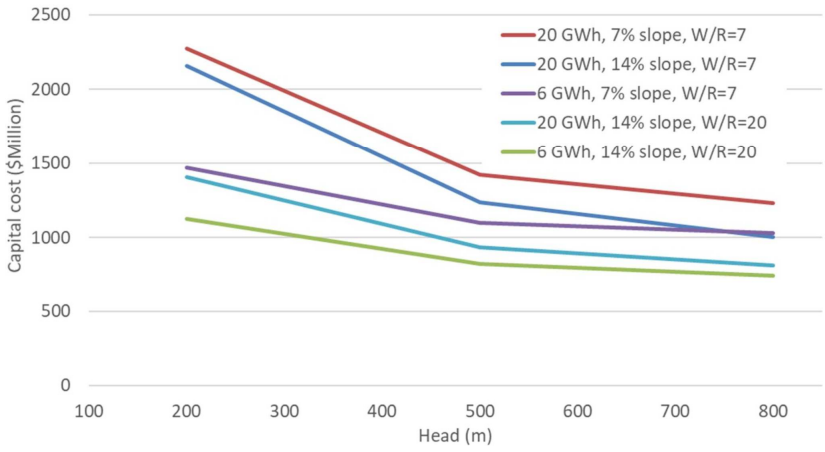


Figura 6. Costo capitale (in dollari) di un impianto idrico a pompaggio da 1GW di potenza in funzione dei parametri Energia immagazzinata, differenza di quota tra i bacini (head), pendenza delle condotte (slope), rapporto tra i volumi d'acqua e delle opere in muratura (W/R). Fonte[19]

18Andrew Blakers et al 2021 Prog. Energy3 022003. https://doi.org/10.1088/2516-1083/abeb5b

19 Andrew Blakers et al 2021 Prog. Energy3 022003. https://doi.org/10.1088/2516-1083/abeb5b

1.3. Sistemi di stoccaggio dell'energia di tipo elettrico, potenziale in Liguria

Come evidenziato nella sezione che tratta della produzione idroelettrica, sembra lecito non attendersi significativi aumenti della potenza idroelettrica installata in Liguria al 2030, rispetto alla potenza attuale. Anche se la questione accumuli idrici con impianti a pompaggio non comporta necessariamente l'utilizzo di nuovi corsi d'acqua, sembra difficile ipotizzare in Liguria la realizzazione di nuovi invasi a valle di quelli esistenti per convertire le attuali centrali idroelettriche in centrali a pompaggio. Questa conversione richiederebbe inoltre la sostituzione delle turbine esistenti con macchine di tipo turbopompa (vedi impianto di Presenzano, Figura 5), aspetto che implica significativi ulteriori investimenti e problemi tecnici di complessità elevata.
Per quanto riguarda i sistemi di stoccaggio dell'energia per via termico/elettrica (centrali solari a concentrazione con accumulo) si ritiene non vi siano da attendere installazioni in Liguria ma sicuramente un contributo alla ricerca (UNIGE) e allo sviluppo tecnologico di questo settore per applicazioni in regioni italiane del sud o Paesi come il Nord Africa.

In relazione agli accumuli utilizzanti gas compressi, difficile fare ipotesi sulla realizzazione di impianti in Liguria basati su questa tecnologia, anche se è plausibile attendersi un interesse e uno sviluppo di queste tecnologie da parte di Aziende liguri e centri di ricerca compresi l'Università di Genova.
Molto più significativo è da attendersi il contributo anche in Liguria degli accumuli di energia elettrica di tipo elettrochimico, soprattutto o principalmente utilizzanti la chimica del Litio.
In base ai trend attuali, ci si attende una crescita estremamente importante di tali accumuli, soprattutto per quanto riguarda le utenze piccole e medie (e.g. gli accumuli elettrici da utilizzarsi con installazioni fotovoltaiche negli edifici). In Italia, le citate stime ANIE indicano che a giugno 2022 il 95% degli accumuli elettrochimici possiede taglia inferiore a 50 kWh.
Questa frazione percentuale potrebbe in futuro ridursi qualora TERNA realizzasse una o più unità di accumulo di grande taglia (centinaia di MW in termini di potenza installata) da asservire alla rete elettrica nazionale.
Ancora riguardo agli accumuli di media e piccola taglia, le nuove Direttive e Norme inerenti alle Comunità Energetiche tracciano un percorso di accesso agli incentivi economici basato sulla premialità della contemporanea produzione e consumo dell'energia elettrica all'interno della Comunità. Questa strategia è mirata a ridurre al minimo l'intervento della rete a fornire o prelevare energia elettrica dalla Comunità. Questa modalità di funzionamento richiede che le Comunità si dotino di significativi sistemi di accumulo.

Per la Liguria si potrebbe ipotizzare che i nuovi accumuli elettrochimici al 2030 siano soprattutto asserviti a utenze *"prosumer"* riguardanti il fotovoltaico negli edifici.
L'analisi del gruppo di lavoro Unige/Dime per quanto riguarda il fotovoltaico integrato negli edifici ha individuato, sulla base delle superficie utili a tetto in Liguria, un potenziale di circa 1.800 MW_p.
Ipotizzando che una frazione di questi nuovi impianti pari al 30% si possa avvalere di accumuli elettrochimici con una capacità corrispondente pari a 4 kWh/kWp, la complessiva capacità di stoccaggio elettrochimico in Liguria (parte edifici) potrebbe valere circa 2.180 MWh (Tabella 1).
Analoghe proporzioni possono essere applicate agli impianti fotovoltaici su terreno agricolo, bacini lacustri e cave dismesse (si veda il corrispondente Capitolo del PIANO). Per queste 3 casistiche l'accumulo al 2030 potrebbe ammontare ad ulteriori 564MWh.

Categoria EDIFICI	*EPV [GWh/anno]*
Residenziale	2.015
Industriale	557
Servizio pubblico	63
Commerciale	49
Agricoltura	14
Amministrativo	28
Potenziale PV totale [GWh/anno]	***2.726***
Potenza PV corrispondente [MWp]	**1.818**
Frazione impianti fotovoltaici con accumulo	30%
Capacità specifica dell'accumulo [kWh/KWp]	4
Accumulo complessivo atteso [MWh]	**2.182**

Tabella 1. Accumulo elettrochimico (batterie) atteso per il settore Edifici all'anno 2030 in Liguria, come unità asservite agli impianti fotovoltaici integrati negli edifici.

La successiva Figura 7 mostra una possibile progressione della capacità elettrochimica installata negli impianti fotovoltaici integrati negli edifici in Liguria. Il grafico di elaborazione UNIGE/DIME parte dalla capacità installata a fine 2021 secondo le stime ANIE/Terna (5 MWh).

Per l'anno 2022, partendo dal dato ANIE a giugno 2022 (12MWh), si stima che al fine 2022 possano essere istallati 24 MWh (secondo semestre 2022 uguale al primo).

Per gli anni successivi al 2022, si ipotizzano 3 diversi trend di crescita degli accumuli elettrochimici. Il primo scenario è una crescita del 70% annuo, il secondo del 80% annuo e infine un trend caratterizzato da un tasso annuo decrescente, dal 100% annuo per il 2023 al 50% dell'anno 2030. Si osservi come tutti questi valori di tasso di crescita annuo siano significativamente inferiori a quanto registrato dal confronto del primo semestre 2021 con il corrispondente primo semestre 2022 in Liguria (tasso di crescita superiore al 300%, dati ANIE/Terna).

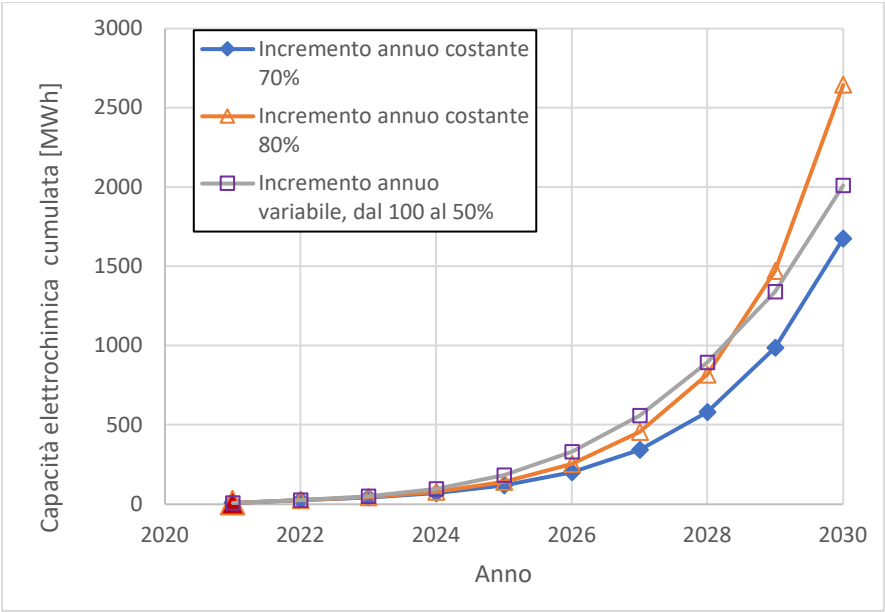


Figura 7. Possibili trend della capacità elettrochimica installata negli impianti fotovoltaici integrati negli edifici. Stime e scenari, elaborazione UNIGE/DIME

Appendice b) PEAR 2030 - Sistemi di accumulo termici

1.1. Le tecnologie per lo storage termico

L'accumulo di energia termica (*thermal energy storage, TES*) rappresenta l'immagazzinamento temporaneo di energia mediante riscaldamento o raffreddamento di un supporto di accumulo in modo che possa essere utilizzata in un secondo momento per la produzione di energia o per l'utilizzo in riscaldamento o in raffreddamento.

La trasformazione del sistema energetico globale richiede una rapida diffusione delle energie rinnovabili in tutti i campi e le tecnologie di accumulo di energia termica (TES) possono aiutare in questo percorso. Oggi le tecnologie TES sono utilizzate in una varietà di applicazioni, come la generazione di potenza, le applicazioni industriali, il teleriscaldamento e il teleraffrescamento, gli edifici e la logistica della catena del freddo.

In uno scenario che si prefigge di mantenere l'aumento delle temperature globali in questo secolo al di sotto dei 1,5°C, l'elettrificazione dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento e dei trasporti aggiungerà un carico significativo al sistema elettrico. La disponibilità di elettricità da FER a basso costo e affidabile apre inoltre le porte all'integrazione dell'energia rinnovabile elettrica anche nel settore dell'industria. Si prevede un aumento della quota di energia elettrica finale dal 20% nel 2017 al 49% nel 2050[1]. Affidarsi esclusivamente ai generatori di energia elettrica può mettere in difficoltà il sistema energetico e aumentare il costo complessivo.

Con l'utilizzo delle tecnologie TES, caricando l'accumulo termico durante le ore non di punta come richiesta elettrica e quindi scaricandolo quando necessario, è possibile spostare la domanda di elettricità per il riscaldamento e/o il raffrescamento, ad esempio, degli edifici verso periodi caratterizzati da elettricità a costi inferiori o di maggiore disponibilità elettrica. Ciò consente una riduzione della congestione della rete, una maggiore penetrazione delle energie rinnovabili a costi inferiori e riduce inoltre la necessità di costosi potenziamenti della rete elettrica.

Le tecnologie TES sono impiegate negli impianti di generazione di potenza (tipicamente gli impianti concentrated solar power, CSP, altrove in questo documento anche indicati Impianti solari termodinamici), nella catena del freddo (produzione, stoccaggio e trasporto di derrate alimentari e medicinali), nell'industria (processi che necessitano di calore anche a bassa temperatura), negli edifici (per la produzione ACS o integrate con sistemi a pompa di calore per consentire la flessibilità della domanda termica dell'edificio) e associate a impianti di teleriscaldamento e teleraffreddamento.

I sistemi di accumulo di energia termica (TES) sono classificati in quattro gruppi in base al principio alla base del loro funzionamento:

1. <u>Accumulo di calore sensibile</u>

   - Accumulo termico utilizzando l'acqua come mezzo di accumulo (*tank thermal energy storage, TTES*)
   - accumulo termico allo stato solido (es. mattoni ceramici, rocce, cemento, letti fluidizzati)
   - sali fusi
   - accumulo sotterraneo di energia termica (*underground thermal energy storage, UTES*).

2. <u>Accumulo di calore latente</u>

   - PCM (*phase change material*) a temperature inferiori a zero gradi centigradi
   - PCM a bassa temperatura
   - PCM ad alta temperatura.

3. <u>Accumulo di calore termochimico</u>

4. <u>Sistemi accoppiati meccanico-termici</u>

<u>Accumulo di calore sensibile</u>

[1] IRENA report 2020, "INNOVATION OUTLOOK, THERMAL ENERGY STORAGE"

I sistemi di accumulo di calore sensibile offrono capacità di accumulo che vanno da 10 kWh a 50 kWh per 1.000 kg ed efficienze di accumulo comprese tra il 50% e il 98%, a seconda del calore specifico del mezzo di accumulo e delle tecnologie di isolamento termico. L'intervallo di temperatura di lavoro può variare da -160°C a più di 1.000°C.
Rispetto ad altre tecnologie di accumulo termico, l'accumulo sensibile rappresenta la forma di accumulo più semplice, spesso più economica (ad esempio i serbatoi che utilizzano acqua) e quindi a oggi la più diffusa, con applicazioni nel settore elettrico, nell'industria, negli edifici e nel teleriscaldamento e teleraffrescamento.
I principali svantaggi delle tecnologie sensibili includono il loro grande ingombro, la necessità di isolamento termico spinto e la potenziale necessità di input energetici per mantenere l'accumulo alla temperatura voluta.

Accumulo di calore latente

Per immagazzinare energia termica i PCM utilizzano il calore latente, che è l'energia richiesta per il passaggio di fase del materiale (normalmente da solido a liquido e viceversa).
Esistono diversi tipi e applicazioni di PCM e il criterio principale per la scelta è l'intervallo di temperatura del passaggio di fase necessario per l'applicazione.
Rispetto ai materiali per l'accumulo di calore sensibile, i PCM consentono una densità di energia accumulata maggiore, il che significa che il loro ingombro può essere inferiore. I PCM possono caricarsi e scaricarsi a una temperatura quasi costante; quindi, un PCM può essere scelto per mantenere una temperatura specifica in base alle esigenze, come a esempio per la catena del freddo, dove i farmaci o gli alimenti devono essere mantenuti entro intervalli di temperatura ristretti. Un'altra applicazione riguarda la produzione di acqua refrigerata nella climatizzazione estiva degli edifici, dove le temperature richieste al fluido vettore sono intorno a 10-15°C.

Accumulo di calore termochimico

L'accumulo termochimico ha una densità di energia ancora maggiore rispetto all'accumulo di calore sensibile e latente. Può essere suddiviso in accumulo basato su reazione reversibile e accumulo di energia basato sull'assorbimento

Sistemi meccanici TES

L'accoppiamento di sistemi TES con tecnologie di accumulo di energia meccanica integra capacità complementari di entrambe le tecnologie.
Le due tecnologie più comuni sono:
• accumulo di energia ad aria compressa (*Adiabatic compressed air energy storage,* A-CAES)
• accumulo di energia ad aria liquida (*Liquid air energy storage, LAES*).
La Figura 1 mostra le temperature operative e i tempi di accumulo tipici delle varie tecnologie TES.
La Tabella 1 mostra invece le caratteristiche tecniche principali delle varie tecnologie TES.

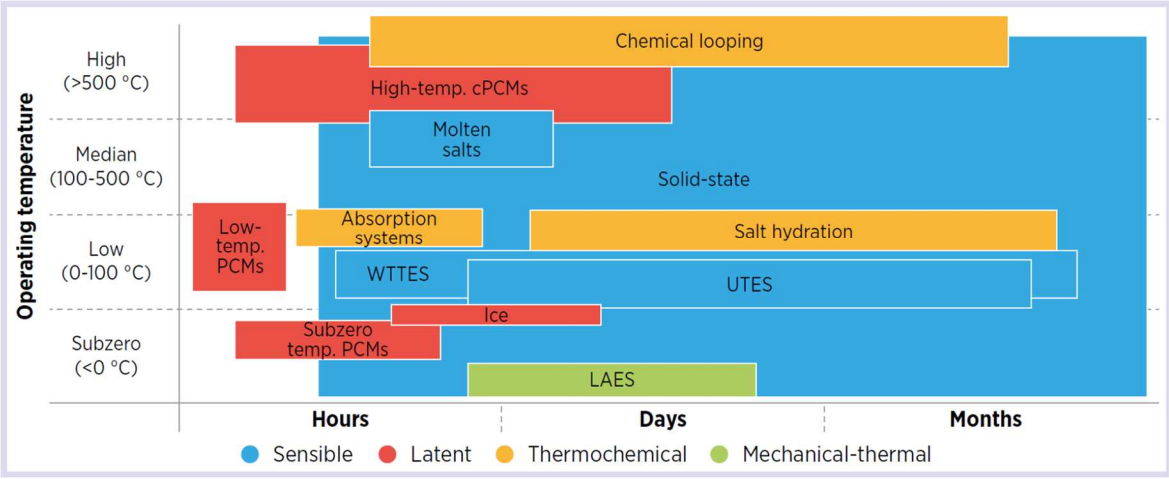


Figura 1. temperature operative e i tempi di accumulo delle varie tecnologie TES. Fonte: IRENA report 2020, "INNOVATION OUTLOOK, THERMAL ENERGY STORAGE"

Type of TES	TES technology	Range of capacities	Range of power	Operating temp-erature	Round-trip efficiency	Storage period	Energy density	Lifetime (years or no. of cycles)
Sensible	WTTES	kWh to 1 GWh	kW to 10 MW	10 to 90°C	50 to 90%	Hours to months	15-80 kWh/m^3 (1)	15-40 years
	UTES	MWh to GWh	MW to 100 MW	5 to 95°C	up to 90%	Weeks to months	25-85 kWh/m^3	50 years
	Solid state	10 kWh to GWh	kW to 100 MW	-160 to 1 300°C	>90%	Hours to months	0.4-0.9 kWh/m^3·K (heat capacity) (2)	> 5 000 cycles
	Molten salts	MWh to 5 GWh	100 kW to 300 MW	265 to 565°C (4)	>98%	Hours to days	70-200 kWh/m^3	> 20 years
Latent	Ice thermal energy storage	kWh to 100 MWh	kW to 10 MW	-3 to 3°C	>95%	Hours to days	92 kWh/m^3	> 20 years
	Sub-zero temperature PCM	kWh to 100 kWh	kW to 10 kW	down to -114°C	>90%	Hours	30-85 kWh/m^3	> 20 years
	Low-temperature PCM	kWh to 100 kWh	kW to 10 kW	up to 120°C	>90%	Hours	56-60 kWh/m^3	300-3 000 cycles
	High-temperature cPCM	10 kWh to GWh	10 kW to 100 MW	up to 1 000°C	>90%	Hours to days	30-85 kWh/m^3	> 5 000 cycles
Thermo-chemical	Chemical looping (calcium looping) (5)	MWh to 100 MWh	10 kW to 1 MW	500 to 900°C	45-63%	Months	800-1200 kWh/m^3	>30 years
	Salt hydration	10 kWh to 100 kWh	N/A	30 to 200°C	50% (open systems) 60% (closed systems)	Months	200-350 kWh/m^3	20 years
	Absorption Systems	10 kWh to 100 kWh	10 kW to 1 MW	5 to 165°C	COP: 0.7-1.7	Hours to days	180-310 kWh/m^3	50 years
Mechanical-thermal systems	CAES	10 to 1 000 MWh	10 to 1000 MW	up to 600°C	> 90% (thermal efficiency)	Hours to weeks	N/A	20-40 years
	LAES	MWh to GWh	10 to 300 MW	> 300°C (heat) -150°C (cold) -196°C (liquid air)	> 90% (thermal efficiency)	Hours to months	N/A	> 25 years

Notes: (1) The energy density of water TTES and UTES is based on a reference temperature at 20°C; sensible heat is not considered in the calculation of energy density of latent heat storage; (2) Energy density of solid state is determined by the operating temperature difference; energy density = heat capacity x temperature difference; (3) for "solar salt" (60% $NaNO_3$ and 40% KNO_3); (4) Only referring to calcium looping process (as opposed to other chemical looping examples); kW = kilowatt; MW = megawatt; MWh = megawatt hour; COP = coefficient of performance.

Note: N/A dennotes that no main needs were identified.

Tabella 1. Caratteristiche tecniche principali delle varie tecnologie TES. Fonte: IRENA report 2020, "INNOVATION OUTLOOK, THERMAL ENERGY STORAGE"

Il mercato globale delle tecnologie TES potrebbe triplicare le sue dimensioni entro il 2030. Ciò significa un aumento da 233 GWh_t di capacità installata nel 2019 a oltre 800 GWh_t[2].
Nel 2019 le installazioni di tecnologie TES a livello mondiale erano così distribuite:

- applicazioni in caldo: 91 GWh_t negli edifici (escludendo i serbatoi di acqua calda), 105 GWh_t in impianti di teleriscaldamento, 2 GWh_t nell'industria;
- applicazioni in freddo: 14 GWh_t;
- applicazioni per generazione di potenza (sali fusi): 21 GWh_t.

In particolare, le applicazioni di **teleriscaldamento** costituiscono la quota maggiore dell'attuale capacità installata di TES per il riscaldamento e utilizzano tipicamente la tecnologia TTES (tank thermal energy storage), che rappresenta la soluzione più diffusa e ampiamente distribuita in tutto il mondo. Grazie all'utilizzo di falde acquifere (aquifer thermal energy storage, ATES) e di perforazioni (borehole thermal energy storage, BTES), associate con grandi volumi, circa la metà degli attuali progetti di teleriscaldamento è in grado di realizzare l'accumulo interstagionale. Infine, il ghiaccio prodotto utilizzando elettricità rinnovabile è attualmente impiegato come storage in alcuni impianti di teleraffreddamento, come ad esempio nell'impianto di teleraffrescamento di Parigi, con una capacità totale di accumulo in freddo di circa 140 MWh_t, di cui 50 MWh_t in latente[3].
Le tecnologie TES possono migliorare l'efficienza del teleriscaldamento e del teleraffreddamento per varie scale temporali, da breve (oraria) a stagionale perché forniscono maggiore flessibilità tra l'offerta e la domanda di riscaldamento e raffrescamento, traendo vantaggio dall'elettricità FER generata in condizione vantaggiose, diverse dal picco di domanda elettrica.
Inoltre, con l'utilizzo di sistemi di accumulo, gli impianti di teleriscaldamento/raffreddamento con TES possono essere progettati e dimensionati per soddisfare il carico medio, piuttosto che per far fronte ai picchi di domanda termica, riducendo il loro costo di investimento iniziale.
Nell'**industria**, i sistemi TES possono essere utilizzati per immagazzinare calore a bassa temperatura, necessario per i processi di produzione; tale calore può essere generato sia da pompe di calore alimentate elettricamente sia da impianti solari termici (Figura 2). In questo modo, il disaccoppiamento dell'uso del calore dalla sua produzione consentirebbe di soddisfare con flessibilità la domanda continua con una generazione rinnovabile intermittente.
Entro il 2030 i costi delle tecnologie ad accumulo di calore sensibile, che includono i diffusissimi TTES (tank thermal energy storage), dovrebbero diminuire di quasi il 30% da 35 USD/kWh a 25 USD/kWh e ciò potrebbe incoraggiare una maggiore diffusione della generazione solare termica per i processi che richiedono calore di processo a bassa temperatura[4].



Figura 2 - Collettori solari per applicazioni industriali presso Martini e Rossi (Torino). L'impianto ha una potenza di 0.4MWt e utilizza particolari collettori sottovuoto di tipo piano. Foto TVP Solar, Svizzera.

[2] IRENA report 2020, "INNOVATION OUTLOOK, THERMAL ENERGY STORAGE"
[3] A. Di Cecca, F. Benassis, P. Poeuf, Energy Storage: The Parisian District Cooling System, ENERGY LEARNING JOURNAL, https://www.renewableinstitute.org/energy-storage-the-parisian-district-cooling-system/
[4] IRENA report 2020, "INNOVATION OUTLOOK, THERMAL ENERGY STORAGE"

La **catena del freddo** si riferisce alla filiera ininterrotta necessaria per portare i prodotti che devono essere conservati a basse temperature dal produttore al punto di consumo (filiera alimentare e medica). In questo contesto, le tecnologie TES come il ghiaccio e altri PCM (*phase change material*) sono oggi disponibili in commercio e utilizzate nei veicoli refrigerati e nei refrigeratori statici lungo la catena del freddo. L'utilizzo delle tecnologie TES potrebbe consentire la generazione di freddo nei momenti di picco di fornitura energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, riducendo di conseguenza i costi.

Infine, la domanda di energia termica negli **edifici** è fortemente influenzata dalla stagionalità. Le tecnologie di accumulo come i serbatoi termici TTES (che utilizzano acqua), gli accumuli allo stato solido (che utilizzano supporti di accumulo come rocce, cemento e mattoni di ceramica), le batterie termiche PCM e gli accumuli sotterranei (*underground thermal energy storage, UTES*) possono immagazzinare l'energia in eccesso quando la domanda è minore e quindi fornire il riscaldamento degli ambienti durante i periodi più freddi. Nei climi freddi, le tecnologie TES possono quindi supportare l'implementazione dei sistemi a pompa di calore aggiungendo flessibilità lato domanda, riducendo potenziali picchi di domanda elettrica e la necessità di potenziare la rete elettrica. Al contrario, i serbatoi di acqua refrigerata e gli UTES possono essere utilizzati su base stagionale per fornire il raffrescamento.

Un esempio di questo tipo di applicazione è rappresentato dal *Terminal Dock Midfield* dell'aeroporto di Zurigo, costruito su 440 pali di fondazione[5] (Figura 3). Un sistema di scambiatori interrati è inglobato nei pali di fondazione (*Geopile*) e accoppiato con un impianto a pompa di calore per il riscaldamento invernale. Il calore ERES prelevato dal terreno in inverno altera localmente la temperatura del sottosuolo che diventa una sorta di accumulo in freddo, disponibile per il raffrescamento estivo senza la necessità di azionare il compressore del ciclo frigorigeno (*free cooling*). Tale accumulo UTES, attivo su base stagionale, è quantificabile in circa 580 MWh_t/anno in *free-cooiling*, con un COP medio annuale di 5.4.



Figura 3 Terminal Dock Midfield dell'aeroporto di Zurigo, costruito su 440 pali di fondazione.

1.2. Storage in Liguria, Potenziale al 2030

1.2.1. Storage termico (TTES)

Per quanto riguarda lo storage termico, in Liguria al 2030 si fa principalmente riferimento agli accumuli associati alle previste installazioni di sistemi a pompa di calore e di impianti solari termici. La tecnologia considerata, in entrambi i casi, è quella dell'accumulo di calore sensibile mediante serbatoi di acqua calda (*tank thermal energy storage*, TTES).

Pompe di calore

Occorre innanzitutto stimare un opportuno valore del rapporto tra energia termica accumulata nello *storage* TTES [MWh_t] e la corrispondente potenza termica installata [MW_t]. Valori tipici dei casi studio attuali si attestano intorno a 3 MWh_t/MW_t.

Un'ulteriore conferma dell'adeguatezza di questa scelta si evince dall'articolo scientifico "*S. Memme, A. Boccalatte, M. Brignone, F. Delfino, M. Fossa, Simulation and Design of a Large Thermal Storage System: real data analysis of a smart polygeneration micro grid system, Applied Thermal Engineering, 201, DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2021.117789",* nel quale viene analizzata la possibilità di installare un sistema di

[5] Energy Geostructures: Innovation in Underground Engineering, Chapter 14 - A Case Study: The Dock Midfield of Zurich Airport, Daniel Pahud, https://doi.org/10.1002/9781118761809.ch14

accumulo termico di tipo TTES presso il Campus di Savona. La *Smart Polygeneration Microgrid* (SPM) del Campus di Savona prevede l'utilizzo di diversi sistemi di generazione di calore e di energia elettrica, tradizionali e integrati con fonti energetiche rinnovabili, collegati agli edifici e alle utenze tramite la rete elettrica e una rete di teleriscaldamento. Lo studio prevede la modellazione di un eventuale sistema di storage termico da integrare nella SPM. Sulla base di valutazioni di natura energetica, economica e di sostenibilità ambientale, dall'analisi risultava come soluzione ottimale l'installazione di un accumulo da circa 3000 kWh. Considerando la domanda termica totale degli edifici che può arrivare a 1.000 kW come carico di picco, tale sistema TTES comportava un rapporto energia termica accumulata nello storage TTES per ogni MW_t pari proprio a circa 3 MWh_t/MW_t.

Pertanto, nell'analisi a seguire, riguardante il potenziale ricorso a tali sistemi di accumulo in Liguria, viene ipotizzato di associare un accumulo termico di circa 3 MWh_t per ogni MW_t termico installato da pompe di calore. Considerando un aumento di temperatura dell'acqua alle utenze di 40°C, questo accumulo corrisponde a serbatoi da circa 65 m^3 di acqua per ogni MW_t termico installato.

Ciò conduce, sulla base dello scenario PEAR di cui al Capitolo relativo alle Fonti Rinnovabili Termiche del Piano, relativo alla copertura del fabbisogno di calore degli edifici (riscaldamento e ACS) per il 20% da ERES di pompe di calore e con edifici dall'involucro efficientato ai seguenti risultati:

- Per il settore residenziale, l'accumulo totale risulterebbe pari a circa 4.200 MWh_t, equivalente a un volume d'acqua indicativamente pari a 90.000 m^3.
- Per il settore dei servizi, l'accumulo totale risulterebbe pari a circa 1.020 MWh_t, equivalente a un volume d'acqua indicativamente pari a 22.000 m^3.

Come potenziale di accumulo termico associato alle pompe di calore si sceglie di considerare, al 2030 per la Liguria, proprio quest'ultimo valore associato al terziario, per il quale si ritiene che l'installazione di serbatoi di accumulo sia, perlomeno inizialmente, di più agevole realizzazione.

Solare termico

Per quanto riguarda il solare termico, il corretto dimensionamento della superficie dei collettori solari e dell'accumulo termico ad essi asservito può essere fatto utilizzando diversi modelli (e.g. f-chart method[6]) e norme tecniche (e.g. norma EN UNI 15316[7]). Se qui si ipotizza per semplicità di associare a ogni m^2 di collettori installati un accumulo termico di acqua con volume di 60 litri, che per piccoli impianti solari termici a uso monofamiliare rappresenta una capacità tipica; considerando nuovamente un aumento di temperatura dell'acqua nello storage di 40°C, si ottiene una corrispondente energia accumulata (per unità di superficie di collettore solare) di circa 2,79 kWh/m^2.

Ipotizzando di raggiungere l'obiettivo di Piano di una potenza installata totale per il solare termico pari a 152 MW (con circa 216.000 m^2 di collettori solari), l'associato storage TTES prevederebbe un'energia immagazzinata complessiva in Liguria pari circa a 602 MWh.

Teleriscaldamento

Infine, come già illustrato nel Piano, un'opportunità per la Liguria è rappresentata da impianti di teleriscaldamento con sistemi di generazioni a pompa di calore ad acqua di mare; a tali impianti dovrebbero essere associati opportuni sistemi di accumulo termico, per consentire di immagazzinare energia termica da pompa di calore quando è maggiormente disponibile energia elettrica da fonte rinnovabile, per esempio durante le ore centrali del giorno quando la fonte rinnovabile principale è il solare fotovoltaico.

[6] Klein et al. (1977), A Design Procedure for Solar Heating Systems, Solar Energy Volume 19, Issue 5, 1977, 509-512

[7] UNI EN 15316-4-3:2018, Prestazione energetica degli edifici - Metodo per il calcolo delle richieste di energia e delle efficienze del sistema - Parte 4-3: Sistemi di generazione, sistemi solari termici e fotovoltaici

Allegato 1 PEAR 2030 – Riepilogo incontri della Cabina di Regia svolti nel 2022

DATA	PARTECIPANTI	ARGOMENTO
11/01/2022	VIA/VAS	Percorso di VAS per il nuovo Piano Gestione Rifiuti (biomasse)
10/02/2022	CAES	PNRR M2 C2 MISURA 1.2 (comunità energetiche)
18/02/2022	CAES	Sviluppo delle politiche in materia di idrogeno
02/03/2022	Confindustria	Sviluppo delle politiche in materia di idrogeno
07/03/2022	CAES	PNRR M2 C2 MISURA 1.2 (comunità energetiche)
14/03/2022	EUSALP	Sviluppo delle politiche in materia di idrogeno
15/03/2022	Dirigente VIA	Obiettivi comuni
22/03/2022	AdSP	CER portuali
30/03/2022	Settore Ecologia	Avvio percorso nuovo piano Aria
07/04/2022	CIMA-IRE	Catene di impatto SSvS
08/04/2022	AlpGrids	Micro reti
11/04/2022	Stakeholder	Convegno CER organizzato da Regione Liguria
12/04/2022	CAES + MITE	PNRR M2 C2 MISURA 1.2 (comunità energetiche)
12/04/2022	Settore VIA	Aree idonee - eolico
06/06/2022	CIMA-IRE	Catene di impatto SSvS
08/06/2022	GdL Aree Idonee	Prima riunione plenaria
13/06/2022	Coordinamento interregionale - MITE	Consultazione misura PNRR - Colonnine di ricarica veicoli elettrici
14/06/2022	ENEA	Strategia nazionale energia
21/06/2022	Stakeholder	Prima riunione tavolo protocollo idrogeno
22/06/2022	Servizio Attività Estrattive	Aree idonee in cava
22/06/2022	Stakeholder	Tavolo protocollo GNL
28/06/2022	Sett. Tutela Paesaggio	Aree idonee
04/07/2022	Sett. Tutela Paesaggio	Aree idonee
04/07/2022	Coordinamento interregionale	Presentazione Bando Green Communities
05/07/2022	Settore VIA e altri	Avvio percorso nuove linee guida Dip. Ambiente
11/07/2022	Sett. Parchi	Aree idonee
13/07/2022	Settore Ecologia - IRE	Nuovo piano Aria e Bilancio energetico
14/07/2022	Dirigente Settore VAS	Percorso nuovo PEAR
15/07/2022	CAES	Agrivoltaico
15/07/2022	GSE	Collaborazione reciproca
10/08/2022	Settore VIA	Aree Idonee, Autorizzazioni FER
16/08/2022	UNIGE	Collaborazione, studi, tesi, tirocini
18/08/2022	ERRIN	Ingresso in Community, condivisione best practice
05/09/2022	Coordinamento- MITE	Aree Idonee
06/09/2022	Vicedirezione generale agricoltura, risorse naturali, aree protette e interne	Aree Idonee
09/09/2022	Coordinamento interregionale	Decreto FER II
12/09/2022	Coordinamento	Aree Idonee

DATA	PARTECIPANTI	ARGOMENTO
14/09/2022	Comuni Santo Stefano di Magra, Arcola, Vezzano L.	Animazione CER
16/09/2022	Coordinamento interregionale	Decreto FER II
27/09/2022	CIMA-Liguria Ricerche-IRE	SRACC
03/10/2022	ADSP Liguri	CER Portuali
04/10/2022	IRE-UNIGE	Stesura PEAR
06/10/2022	ARERA	Consultazione 390
06/10/2022	Sviluppo strategico del tessuto produttivo e dell'economia ligure - Settore	Coordinamento PEAR- Strategia S3
06/10/2022	Coordinamento	DM Linee guida nazionali procedimenti autorizzativi rete di distribuzione
11/10/2022	Confindustria, UNEM, AMMA, Assogaliquidi, AdSP Mar L. Occ., Mercitalia rail	Mobilità, Industria e trasporti - Carburanti alternativi
12/10/2022	RSE	Collaborazione stesura PEAR

Allegato 2 PEAR 2030 - Linee guida per l'efficientamento degli edifici

Premessa

Il settore edilizio rappresenta, come sottolineato a livello comunitario e nazionale, un comparto estremamente energivoro e quindi strategico per il raggiungimento degli obbiettivi di risparmio al 2030. Secondo gli ultimi dati disponibili, la componente elettrica pesa per poco meno di un quarto dei consumi energetici finali a livello nazionale (23%), mentre petrolio e gas naturale contano per circa un terzo dei consumi ciascuno[1]. Si stima che il maggiore potenziale di elettrificazione sia riconducibile alle attività del settore dei trasporti e quello residenziale, con un possibile incremento di elettrificazione rispettivamente dal 3% al 41% e dal 15% fino al 53% nel periodo dal 2015 al 2050[2].

Il parco edilizio esistente è stato per la maggior parte costruito in epoche antecedenti alle prime normative sull'efficienza energetica e, pertanto, il margine di risparmio in questo settore è molto ampio. Spesso non è semplice individuare e realizzare interventi efficaci sugli edifici esistenti, in quanto la maggior parte di essi non è stata originariamente progettata con criteri volti al raggiungimento di elevate prestazioni. Inoltre, in alcuni casi, gli interventi risultano particolarmente invasivi al fine di raggiungere i requisiti minimi fissati dalla normativa vigente, con costi e tempi di ritorno degli investimenti molto elevati.

La presente sezione del PEAR, anche per dare una prima attuazione a quanto previsto dall'art. 3 c. 2 della L.r. 19/2021[3], si pone l'obbiettivo di rappresentare un orientamento sugli aspetti fondamentali che devono essere presi in considerazione durante il percorso di efficientamento di un edificio.

1 ARERA, Relazione annuale 2021, 2021

2 Cfr Cassa Depositi e Prestiti, Linee guida strategiche per la transizione energetica, 2022, p. 14.

3 "La Regione, attraverso Infrastrutture Recupero Energia Agenzia Regionale Ligure (IRE S.p.A.) (….), può predisporre l'adozione di Linee guida regionali in materia di efficientamento energetico ed edilizia sostenibile, a supporto dell'applicazione della presente legge e anche al fine di promuovere le migliori prassi per quanto riguarda la trasformazione di edifici esistenti in edifici a basso consumo energetico".

Definizioni chiave

1. Cosa si intende per "edificio"

Il Decreto Legislativo 19 agosto 2005 n. 192 *"Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia",* all'articolo 2 fornisce la definizione di edificio:

> *"un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esterna che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi: l'ambiente esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi ad un intero fabbricato e relativi impianti ovvero a parti di fabbricato e relativi impianti progettate o ristrutturate per essere utilizzate come unità immobiliari a sé stanti."*

2. Cosa si intende per "efficienza energetica"

Il Decreto Legislativo 30 maggio 2008 n. 115 *"Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE"*, all'articolo 2 definisce l'efficienza energetica come:

> *"il rapporto tra i risultati in termini di rendimento, servizi, merci o energia, da intendersi come prestazione fornita, e l'immissione di energia."*

L'efficienza energetica si può definire come la "capacità di un sistema di ottimizzare i risultati".

In particolare, nel caso degli edifici è possibile affermare che "minori sono i consumi per soddisfare il fabbisogno energetico dell'immobile, migliore è la sua efficienza energetica"; una maggior efficienza può essere conseguita sia mediante il miglioramento delle prestazioni del sistema involucro-impianto, sia attraverso un comportamento più consapevole e responsabile degli utenti finali che utilizzano l'edificio.

3. Cosa si intende per "diagnosi energetica"

La norma UNI CEI EN 16247-1: 2012 definisce la diagnosi energetica come:

> *"uno studio preliminare volto ad analizzare i processi energetici di un determinato ambito (edifico ad uso residenziale o terziario, impresa produttrice di beni e/o servizi, sistema di movimentazione merci e/o passeggeri) per valutarne l'efficienza ed individuare gli interventi più adatti a ridurne i consumi, a parità di servizio, attraverso un'analisi costi-benefici."*

Il Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102 "*Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE*" all'articolo 2 sottolinea ulteriormente l'importanza della diagnosi energetica intesa come una:

"Procedura sistematica finalizzata ad ottenere un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di una attività o impianto industriale o commerciale o di servizi pubblici o privati, a individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici e a riferire in merito ai risultati"

4. Cosa si intende per "Attestato di Prestazione Energetica" - APE

Il Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192 *"Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia"*, all'articolo 2 fornisce la definizione di Attestato di Prestazione Energetica (APE):

"documento, redatto nel rispetto delle norme contenute nel presente decreto e rilasciato da esperti qualificati e indipendenti che attesta la prestazione energetica di un edificio attraverso l'utilizzo di specifici descrittori e fornisce raccomandazioni per il miglioramento dell'efficienza energetica"

Il corretto approccio ai percorsi di efficientamento

L'esperienza maturata dalla pubblicazione della legge n. 10/1991 e ss.mm.ii. ad oggi ha dimostrato che gli aspetti che determinano la buona riuscita di un percorso di efficientamento sono molteplici e di varia natura.

Il presente documento si pone l'obbiettivo di evidenziare gli aspetti determinanti, tra i quali sicuramente fondamentale è un corretto approccio da parte del professionista che deve individuare lo scenario di ristrutturazione più corretto e presentarlo al proprietario, sottolineandone l'efficacia dal punto di vista tecnico ed i tempi di rientro che devono essere valutati senza il ricorso a forme di finanziamento. Successivamente il professionista deve rivalutare i tempi di rientro in funzione degli strumenti di finanziamento disponibili al momento dell'intervento, che non necessariamente avviene contestualmente alla redazione della diagnosi.

Le successive fasi di progettazione e realizzazione risultano altrettanto fondamentali, ma dipendono fortemente dallo scenario di intervento, che se non individuato correttamente compromette l'esito dell'intero processo di efficientamento.

La normativa vigente ha definito una serie di strumenti e requisiti al servizio del professionista, per supportarlo nell'analisi dello stato di fatto e nell'individuazione dello scenario.

In generale, per un approccio corretto è indispensabile un'approfondita conoscenza del quadro normativo tecnico di riferimento, che essendo in continua evoluzione richiede continui aggiornamenti da parte dei professionisti.

Il principale strumento per corretto e consapevole efficientamento di un edificio è la diagnosi energetica, definita dalla normativa vigente nei suoi vari step, che si articolano dai primi contatti con i proprietari alla simulazione degli interventi ipotizzati, per arrivare infine alla scelta dello scenario di ristrutturazione.

La differenza tra una diagnosi energetica ed un Attestato di Prestazione Energetica (nel seguito anche APE) è il tipo di valutazione che viene effettuata e quindi la tipologia dei dati che vengono presi in considerazione.

Nel primo caso il fabbisogno di energia primaria dell'edificio, calcolato sulla base della normativa tecnica vigente, deve essere adattato all'utenza ed al relativo contesto. A tal fine, devono essere raccolti e analizzati i consumi energetici reali, prendendo in considerazione la base-line relativa agli ultimi 3 anni di utilizzo dell'edificio. Il confronto tra il fabbisogno ideale calcolato ed i consumi consente di creare un modello che riproduce il comportamento reale dell'edificio dal punto di vista energetico. Inoltre, attraverso il modello vengono individuate le criticità e simulati gli interventi di efficientamento ritenuti più efficaci, tramite una dettagliata analisi costi-benefici.

Nel caso invece degli APE viene valutata la qualità energetica dell'edificio in condizioni standard, senza quindi analizzare i consumi reali, il tipo di utenza ed il contesto. L'APE è uno strumento di sensibilizzazione e informazione dei proprietari in merito alla qualità energetica dei propri immobili e consente di confrontare la prestazione energetica tra edifici, attraverso l'indicazione della classe energetica di appartenenza.

Entrambi questi strumenti (diagnosi ed APE) sono nella maggior parte dei casi previsti tra la documentazione richiesta ai fini dell'ottenimento dei finanziamenti disponibili sia a livello statale, che regionale.

Soprattutto per quanto riguarda la diagnosi, la sua corretta realizzazione è spesso una condizione indispensabile ai fini dell'ottenimento degli incentivi.

Per questo motivo nel seguito si descrivono le fasi che devono caratterizzare una diagnosi energetica, al fine di una sua corretta redazione.

La diagnosi energetica

Nel corso degli ultimi anni, le Direttive europee sulla prestazione energetica in edilizia hanno sottolineato più volte l'importanza della diagnosi energetica. In particolare, la Direttiva (UE) 2018/844, al paragrafo 6 dell'art. 10 cita:

> *"Gli Stati membri ancorano le rispettive misure finanziarie destinate a migliorare l'efficienza energetica in occasione della ristrutturazione degli edifici ai risparmi energetici perseguiti o conseguiti, determinati attraverso uno o più dei seguenti criteri:*
>
> *……*
>
> *d) i risultati di una diagnosi energetica;*
>
> *…….*

La procedura generale per redigere una diagnosi è individuata dalla norma europea UNI CEI EN 16247, che non fornisce metodi di calcolo, ma descrive le modalità con cui lo studio si deve sviluppare, descrivendo le fasi da seguire ed indicando le valutazioni da effettuare.

In particolare, per eseguire la diagnosi energetica di un edificio, le norme tecniche di riferimento sono:

- **UNI CEI EN 16247-1: 2012** "Diagnosi Energetiche - Parte 1: Requisiti generali". Con questa norma vengono definiti i requisiti, la metodologia e la reportistica comune a tutte le diagnosi energetiche;
- **UNI CEI EN 16247-2: 2014** "Diagnosi Energetiche - Parte 2: Edifici". Tale norma si applica alle diagnosi energetiche specifiche per gli edifici, definendone i requisiti, la metodologia e la reportistica;
- **UNI CEI EN 16247-5: 2015** "Diagnosi energetiche - Parte 5: Competenze dell'auditor energetico". Questa norma specifica le competenze che deve possedere il REDE (Referente della Diagnosi Energetica), figura professionale opportunamente formata e certificata;
- **UNI/TR 11775:2020** "Diagnosi Energetiche - Linee guida per le diagnosi energetiche degli edifici". Tale norma è un apporto tecnico che costituisce una linea guida per l'applicazione della UNI CEI EN 16247-2 sulle diagnosi energetiche degli edifici.

La diagnosi indica al proprietario un insieme di azioni che a fronte di un investimento iniziale generano un risparmio energetico tale da ammortizzare i costi di intervento nell'arco della vita tecnologica dello stesso. Ogni azione è caratterizzata da una diversa convenienza economica, richiedendo un diverso investimento e generando un diverso risparmio energetico. La scelta rimane in capo al proprietario dell'edificio.

Il fabbisogno di energia primaria globale (rinnovabile e non rinnovabile) di un edificio dipende da numerose grandezze che macroscopicamente possono essere suddivise in due categorie:

- grandezze riguardanti l'involucro;

- grandezze riguardanti i sistemi tecnologici al servizio dell'edificio, finalizzati alla climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti, alla ventilazione meccanica e, per i non residenziali, all'illuminazione ed ai trasporti.

Tali grandezze oggi sono normate dal Decreto Ministeriale del 26 giugno 2015 "Requisiti minimi", che ha introdotto requisiti stringenti e sfidanti, calcolati sulla base della metodologia comparativa pubblicata dalla Commissione Europea in attuazione dell'art. 5 della Direttiva 2010/31/UE. Il progettista può valutare se ed ove spingersi anche oltre tali requisiti, sulla base di valutazioni tecnico-economica e ponendo sempre attenzione alla reale fattibilità operativa degli interventi ipotizzati (a titolo esemplificativo e non esaustivo si cita la compatibilità dello spessore dell'isolante rispetto alla struttura della facciata, al fine di garantire la trasmittanza termica di progetto e le correzioni dei ponti termici durante la posa in opera).

I requisiti fondamentali di una diagnosi energetica

La normativa tecnica UNI CEN EN 16247-2 descrive i cinque requisiti fondamentali che deve possedere la diagnosi energetica di un edificio:

1. **Completezza:** definizione puntuale del sistema energetico. Si intende la descrizione esaustiva di tutti i componenti del sistema energetico dell'edificio, come l'involucro, gli impianti (riscaldamento – raffrescamento – ventilazione – illuminazione – energie rinnovabili), i sistemi di automazione e controllo, inclusa la valutazione della qualità dell'aria, dell'acustica ed eventuali impianti di movimentazione persone o cose;

2. **Attendibilità:** raccolta di dati soddisfacenti dal punto di vista quantitativo e qualitativo, tramite sopralluoghi ed indagini anche strumentali. Tale requisito è atteso se risulta possibile raccogliere dati precisi. Deve quindi essere posta particolare attenzione durante la fase del reperimento dei dati e della documentazione tecnica;

3. **Tracciabilità:** ricostruzione del percorso seguito nell'individuazione dei dati. In sintesi, si intende la possibilità di risalire all'origine del dato raccolto;

4. **Utilità:** questo requisito si riferisce alla fase di ipotesi degli scenari degli interventi, attribuendo un metodo per la loro individuazione che si basa sull'analisi costi-benefici, eventuali conflitti con altri interventi, studio del contesto normativo di riferimento e conseguente fattibilità dell'opera;

5. **Verificabilità:** identificazione delle procedure che consentono al committente la verifica del conseguimento dei miglioramenti di efficienza risultanti dall'applicazione degli interventi proposti. Tale requisito consente al committente di comprendere i risultati che il professionista descrive.

Nel seguito si riassumono brevemente gli step fondamentali per la redazione di una diagnosi secondo la normativa tecnica vigente, al fine del raggiungimento dei requisiti sopra descritti.

Le fasi di una diagnosi energetica

Le principali fasi per la redazione di una diagnosi energetica sono individuate e descritte dalla norma UNI CEI EN 16247-2 del 2014 "Diagnosi Energetiche – Parte 2: Edifici".

Tali fasi possono essere sintetizzate come segue:

a) contatto preliminare con il committente;

b) incontro di avvio per concordare le attività e definire un cronoprogramma;

c) attività sul campo di raccolta dei dati e della documentazione tecnica;

d) analisi dei consumi reali e definizione degli indicatori di prestazione energetica effettivi;

e) creazione del modello di calcolo per la simulazione energetica del sistema edificio-impianto e definizione degli indicatori di prestazione energetica;

f) validazione del modello;

g) individuazione delle azioni di efficientamento e dei risparmi energetici previsti;

h) valutazione economica e priorità degli interventi;

i) incontro finale con il committente per la presentazione dei risultati.

Le prime tre fasi rappresentano l'avvio dell'attività preliminare per la redazione di una diagnosi energetica. Si sottolinea l'importanza dell'attività di raccolta della documentazione tecnica e dei dati, soprattutto quelli relativi ai consumi reali dell'edifico. Il professionista può anche verificare la rispondenza dei dati raccolti od integrare quelli mancanti attraverso rilievi ed interviste agli occupanti.

Potrebbero anche rendersi necessarie misurazioni sul campo per valutare aspetti non riscontrabili nella documentazione disponibile (per esempio l'utilizzo di una termocamera o di un termoflussimetro per valutare la trasmittanza delle pareti).

Nel seguito del presente paragrafo, si descrivono nel dettaglio gli step successivi alla fase di avviamento:

- <u>Analisi dei consumi reali e definizione degli indicatori di prestazione energetica effettivi</u>

In generale, risulta opportuno esaminare i dati dei consumi relativi ad almeno tre anni, se possibile su base mensile, al fine di valutarne la coerenza e l'attendibilità e di ricercare eventuali anomalie (per esempio una stagione termica con temperature esterne difformi dalla media). Se si rilevano criticità nell'andamento dei consumi, si analizzano le possibili cause ed eventualmente si decide di escludere l'anno anomalo dalla base-line considerata.

- <u>Creazione del modello</u>

Dopo aver raccolto ed analizzato i consumi reali, occorre creare il modello energetico per la simulazione del sistema edificio-impianto, al fine di valutare le opportunità di risparmio attraverso il calcolo degli indicatori di prestazione energetica definiti dalla normativa vigente.

- <u>Validazione modello</u>

In questa fase, occorre validare il modello energetico. In particolare, occorre confrontare i consumi reali con i consumi calcolati tramite il modello.

La normativa prevede che lo scostamento tra i consumi reali e quelli simulati sia al massimo del +/- 5%. Se viene rispettato tale requisito, il modello viene validato.

La validazione del modello è condizione necessaria per proseguire nell'analisi degli interventi migliorativi. Qualora non sia possibile validare il modello occorre rivedere i dati inseriti ed i fattori di aggiustamento applicati ai consumi reali.

- <u>Individuazione delle azioni di efficientamento energetico e risparmi energetici previsti</u>

Sulla base di quanto emerso nell'analisi dei consumi reali e nella definizione degli indicatori di prestazione energetica effettivi è possibile individuare le principali criticità dell'edificio sulle quali occorre intervenire per migliorare la prestazione energetica.

Gli interventi migliorativi possono essere:

- interventi sull'involucro;
- interventi sui sistemi tecnici per la climatizzazione e la produzione di acqua calda sanitaria;
- interventi sugli impianti elettrici;
- utilizzo di fonti rinnovabili.

Oltre agli interventi sopra riportati, possono essere proposte azioni di miglioramento relative, ad esempio, all'adozione di sistemi di monitoraggio dei consumi e buone pratiche per gli utenti nell'uso e gestione dell'edificio.

Si sottolinea che nel caso in cui siano proposte azioni sull'involucro, le stesse devono essere valutate prioritariamente per conoscere il fabbisogno di energia utile post-intervento, che costituisce il riferimento per simulare i successivi interventi sulla parte impiantistica.

- Valutazione economica e priorità degli interventi

Per gli interventi individuati occorre effettuare una valutazione economica al fine di definire lo scenario con il rapporto costi-benefici più favorevole, analizzando il costo dell'investimento, il risparmio economico atteso e il tempo di ritorno.

Nella definizione degli interventi di efficientamento energetico è importante considerare che in linea generale il tempo di ritorno dell'investimento non dovrebbe superare la vita utile degli elementi su cui si agisce. Tuttavia, nei casi in cui l'efficientamento sia realizzato contestualmente ad altri interventi non necessariamente di tipo energetico (ad esempio adeguamenti sismici e strutturali) può essere considerato accettabile anche un tempo di ritorno superiore alla vita utile dei componenti riqualificati.

Come già specificato, i tempi di rientro devono essere valutati senza considerare il ricorso a forme di finanziamento. Successivamente i tempi di rientro dovranno essere rivalutati in funzione degli strumenti di finanziamento disponibili al momento dell'intervento.

- Incontro finale

All'incontro finale il tecnico presenta il rapporto di diagnosi che ha elaborato, contenente valutazioni effettuate ed i risultati ottenuti.

Di seguito si riporta un diagramma di flusso che ripercorre nel dettaglio le diverse fari di una diagnosi energetica di un edificio.

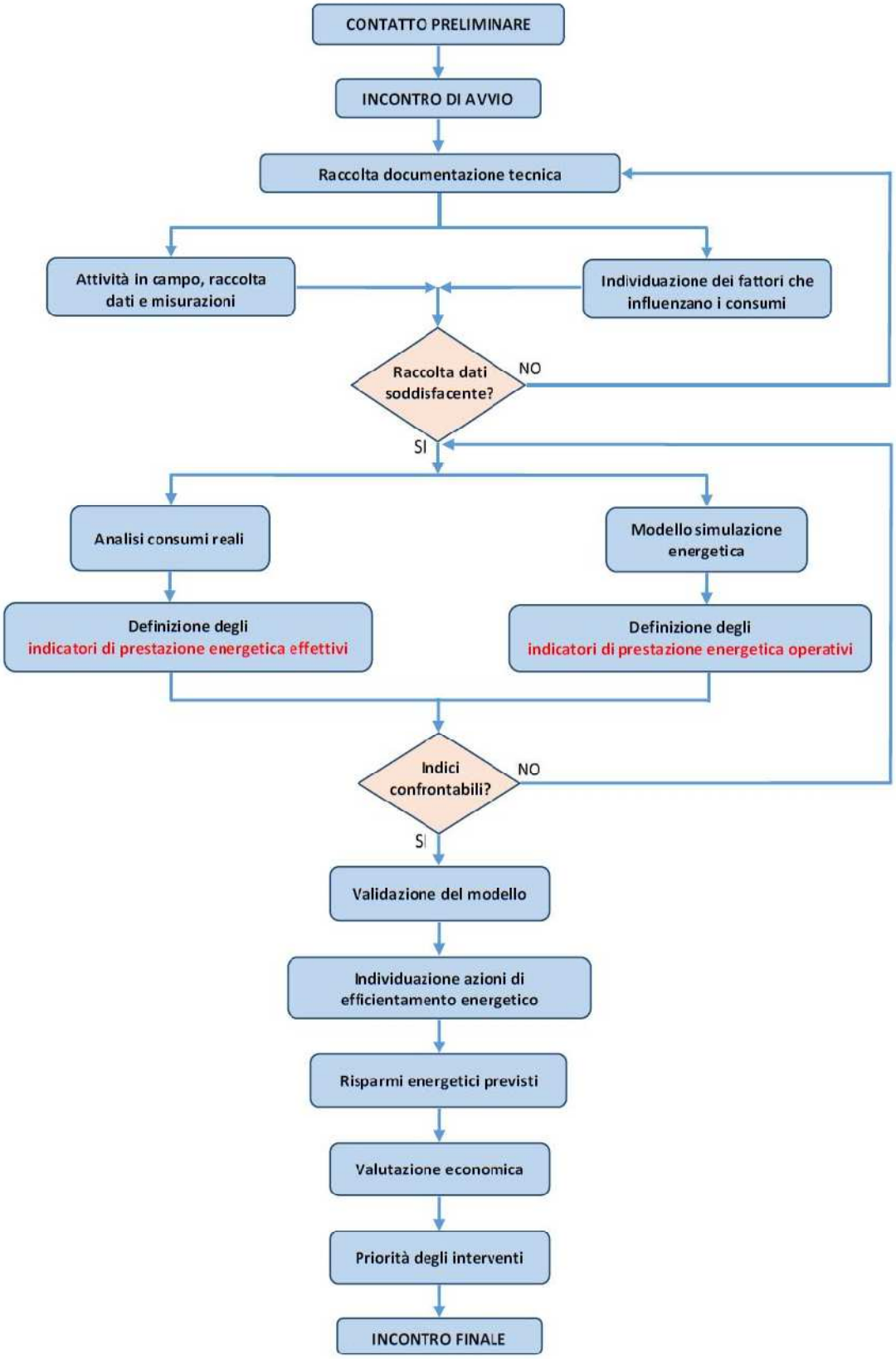


Figura 1- Diagramma di flusso -Fasi di una diagnosi energetica di un edificio- Fonte- elaborazione IRE SpA

Allegato 3 PEAR 2030 - Simulazione di calcolo del potenziale risparmio energetico nel settore residenziale a seguito di interventi di isolamento dell'involucro edilizio

Tale simulazione, effettuata attraverso il ricorso al modello di calcolo realizzato da IRE SPA, consente di quantificare il risparmio energetico conseguibile al 2030 a seguito di interventi di isolamento dell'involucro edilizio e costituisce la base di calcolo per la stima del potenziale delle FER termiche a servizio degli edifici (si veda Capitolo 5.3 del PEAR). Il modello simula interventi di efficienza su una quota parte del parco edilizio ligure, attraverso gli specifici fattori di applicazione in Tabella 1.

FATTORI DI APPLICAZIONE PER I SINGOLI INTERVENTI SUGLI EDIFICI				
INTERVENTI	**Edifici ante 1990 [%]**	**Edifici 1991-2005 [%]**	**Edifici 2006-2015 [%]**	**Totale regionale [%]**
Isolamento termico delle pareti verticali (edifici ante 1945)	1%	-	-	0,5%
Isolamento termico delle pareti verticali (edifici post 1945)	12%	6%	4%	11,1%
Isolamento termico copertura	12%	6%	4%	11,6%
Sostituzione serramenti	19%	15%	13%	18,7%
Installazione di schermature solari	19%	15%	13%	18,7%

Tabella 1 - Fattori di applicazione degli interventi riguardanti l'involucro degli edifici

Le ristrutturazioni importanti di primo livello non compaiono nella Tabella precedente, in quanto prevedono interventi sulla catena impiantistica.

Il risparmio energetico conseguibile al 2030 attraverso interventi di isolamento dell'involucro edilizio risulta pari a 34 ktep rispetto alla baseline 2016.

Allegato 4 PEAR 2030 - Metodologia di calcolo adottata per la stima del potenziale risparmio energetico nel settore terziario

Le valutazioni relative al risparmio al 2030 per il settore terziario sono state svolte secondo le seguenti fasi:

I. analisi della banca dati SIAPEL, con riferimento ad edifici non residenziali, al fine di valutare le prestazioni energetiche degli edifici oggetto di indagine ed individuare le destinazioni d'uso maggiormente energivore;
II. analisi delle banche dati disponibili a livello nazionale e regionale, per stimare il numero di edifici liguri per le diverse destinazioni d'uso considerate;
III. calcolo degli indicatori che caratterizzano le prestazioni medie dello stato attuale della componente involucro ($EP_{H,nd}$[1]) e degli impianti (rendimento medio stagionale della catena impiantistica) per le diverse destinazioni d'uso, sulla base dei dati degli APE presenti in SIAPEL;
IV. analisi dei bandi di finanziamento relativi alla programmazione POR FESR 2014-2020 ed in particolare delle diagnosi energetiche presentate ai fini della concessione dei contributi, per stimare il risparmio medio raggiungibile attraverso gli interventi di efficientamento presentati;
V. simulazione degli interventi per la valutazione del risparmio raggiungibile al 2030 attraverso la definizione di fattori di applicazione che variano a seconda della destinazione d'uso;
VI. definizione dello scenario di Piano.

Si riporta nel seguito il dettaglio della metodologia adottata.

FASE I.

Ai fini delle valutazioni di cui al presente paragrafo, sono stati analizzati i dati presenti in SIAPEL, relativi al fabbisogno globale medio statistico degli edifici in funzione della destinazione d'uso. In particolare, sono stati analizzati i 125.000 APE protocollati nella banca dati SIAPEL dal 01/01/2017 al 31/12/2019, suddivisi in base alle destinazioni d'uso individuate dal DPR n. 412/1993 e ss.mm.ii., per epoca di costruzione e tipologia di proprietà. Sono state prese in esame le informazioni utili alla caratterizzazione del parco edilizio regionale, analizzando i parametri che descrivono la prestazione del solo involucro edilizio, dei soli impianti e del sistema edificio (involucro ed impianto).

Le analisi sono state maggiormente focalizzate sugli edifici "ad uso pubblico"[2] e "di proprietà pubblica"[3] che secondo gli indirizzi comunitari dovrebbero avere un ruolo trainante per il raggiungimento degli obbiettivi al 2030, ma i risultati ottenuti possono essere estesi all'edilizia non residenziale privata che presenta caratteristiche simili.

Questo approccio è coerente con gli studi svolti a livello nazionale e riportati nel documento "STrategia per la Riqualificazione Energetica del Parco Immobiliare Nazionale (STREPIN)", ove la destinazione d'uso e l'epoca di costruzione sono individuate quali parametri che maggiormente influenzano l'andamento del fabbisogno di energia primaria degli edifici.

1 EPH,nd: Indice di prestazione termica utile per riscaldamento (DM 26/6/2015 "Requisiti Minimi"). Tale indice è calcolato secondo quanto riportato sulla norma UNI/TS 11300-1:2014

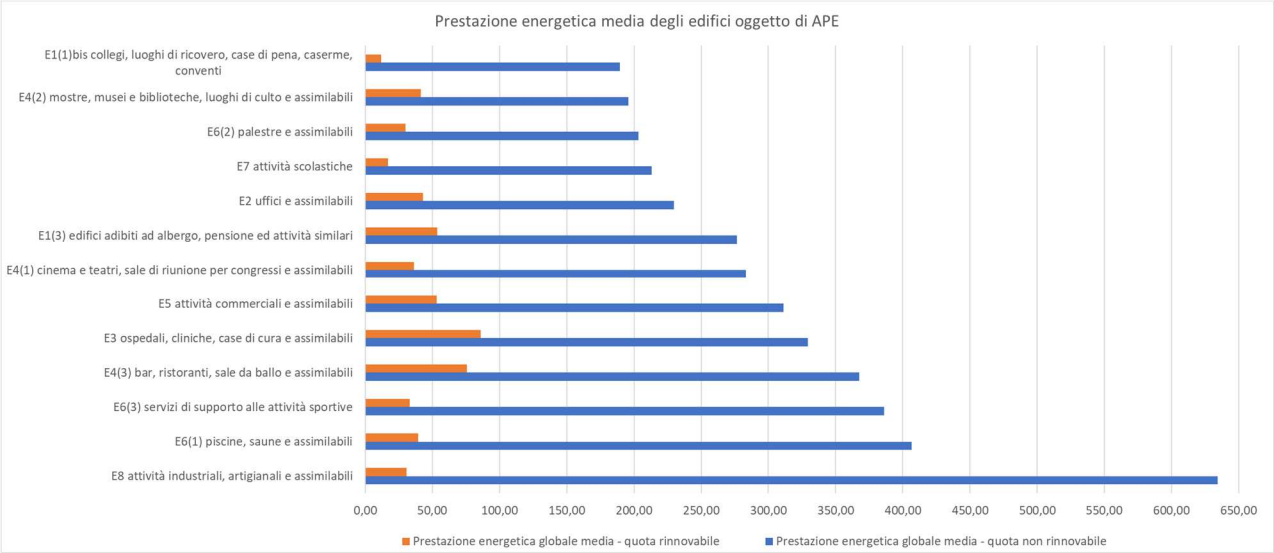


Figura 1 - Prestazione energetica globale media rinnovabile e non rinnovabile degli APE degli edifici non residenziali suddivisi per destinazione d'uso. Fonte: Banca dati SIAPEL; elaborazioni: IRE S.p.A.

In Figura 1 si evidenziano i risultati ottenuti analizzando la prestazione energetica globale rinnovabile e non rinnovabile media[4] degli edifici oggetto di indagine suddivisi per destinazione d'uso e riportati secondo un ordine crescente[5], dalla destinazione d'uso meno energivora alla più energivora.

Ai fini delle valutazioni di cui al capitolo sul settore non residenziale ed in coerenza con i risultati ottenuti, sono state prese in considerazione le seguenti destinazioni d'uso, per le quali si precisa la categoria di appartenenza secondo il DPR 412/1993 e ss.mm.ii.:

1. Attività artigianali, industriali e assimilabili (Categoria E.8);
2. Piscine, saune e assimilabili (Categoria E.6(1)), Servizi di supporto alle attività sportive (Categoria E.6(3)), Palestre e assimilabili (Categoria E.6 (2))[6];
3. Ospedali, cliniche, case di cura e assimilabili (Categoria E.3);
4. Attività commerciali e assimilabili (Categoria E.5);
5. Edifici adibiti ad albergo, pensioni ed attività similari (Categoria E.1(3));
6. Uffici e assimilabili (Categoria E.2);
7. Edifici adibiti ad attività scolastiche a tutti i livelli e assimilabili (Categoria E.7).

Rispetto alla Figura 1 non sono state prese in considerazione le categorie quali ad esempio "bar, ristoranti, sale da ballo e assimilabili" che, essendo prevalentemente inserite all'interno di edifici ove sono compresenti destinazioni residenziali ed altre finalità di servizi, rientrano nelle valutazioni di cui al Capitolo 5.1.1 del PEAR.

FASE II.

La stima del numero di edifici liguri per le diverse destinazioni d'uso considerate è stata condotta consultando varie fonti:

6 Queste tre categorie sono considerate nel loro complesso per le valutazioni di cui al presente capitolo

- **Edifici adibiti ad attività scolastiche**[7]: sono stati utilizzati i dati resi disponibili dal Dipartimento del Tesoro, Ministero dell'Economia e della Finanza (MEF)[8], che conduce annualmente il censimento dei beni immobili detenuti dalle pubbliche amministrazioni. "*Tale censimento, costituisce il più vasto e dettagliato strumento di informazione per indagare le caratteristiche e l'utilizzo del patrimonio immobiliare pubblico e individuare possibili misure di valorizzazione e di gestione più efficiente*". Inoltre, è stata consultata l'Anagrafe Regionale Edilizia Scolastica (ARES)[9], gestita dal Ministero dell'Istruzione, insieme alle Regioni ed alle Amministrazioni locali; questa banca dati è alimentata tramite la raccolta di una serie di informazioni inserite on line su un database dedicato dagli enti proprietari o gestori degli edifici scolastici ospitanti scuole statali ed è utilizzata dalla Regione per la programmazione delle risorse;
- **Impianti sportivi:** per gli edifici pubblici sono stati utilizzati i dati resi disponibili dal Dipartimento del Tesoro, (MEF)[Errore. Il segnalibro non è definito.]. Per determinare il numero di edifici adibiti a impianti sportivi privati è stata eseguita una parametrizzazione sulla base del numero di APE protocollati tra il 2017 e il 2020 relativi a edifici a destinazione d'uso sportiva[10] di proprietà pubblica e privata. Dall'analisi dei dati è emerso che il 52% degli APE sono relativi a edifici privati, il restante a edifici pubblici;
- **Edifici ad uso Ufficio**: per gli edifici pubblici sono stati utilizzati i dati resi disponibili dal Dipartimento del Tesoro (MEF)[Errore. Il segnalibro non è definito.]. Per determinare il numero di edifici adibiti ad ufficio privato è stata eseguita una parametrizzazione sulla base del numero di APE protocollati tra il 2017 e il 2020 relativi a edifici a destinazione d'uso ufficio[11] di proprietà pubblica e privata. Dall'analisi dei dati è emerso che il 12% degli APE sono relativi a edifici pubblici, il restante a edifici privati;
- **Alberghi:** sono stati analizzati i dati dei cruscotti della statistica regionale[12] e nella Tabella 1 si riporta una sintesi dei risultati ottenuti per tipo di esercizio ricettivo:

Gruppo Alloggi	Tipo esercizio ricettivo	Numero
Esercizi alberghieri	alberghi di 1 stella	143
	alberghi di 2 stelle	365
	alberghi di 3 stelle	510
	alberghi di 4 stelle	115
	alberghi di 5 stelle e 5 stelle lusso	17
	residenze turistico alberghiere	132
Esercizi extra-alberghieri	alloggi in affitto gestiti in forma imprenditoriale	1988
	ostelli per la gioventù	30

Tabella 1 - numero di esercizi ricettivi stimati

- **Ospedali:** sono state considerate le strutture ospedaliere ricomprese nell'"*Appalto del servizio di Gestione, Manutenzione ed Ammodernamento degli impianti delle Strutture Sanitarie Liguri comprensivo della fornitura di vettori energetici e di altre prestazioni accessorie*", di cui alla D.G.R. n. 861 del 24.10.2018 con cui è stata approvata la documentazione di gara predisposta dalla Divisione Energia di IRE S.p.A. in collaborazione con le SSL ed A.Li.Sa.;

7 Destinazione d'uso E.7 – Edifici adibiti ad attività scolastiche a tutti i livelli ed assimilati definita dal D.P.R. n. 412/93 "Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10"

8 Fonte Ministero dell'Economia e della Finanza (MEF): https://www.dt.mef.gov.it/it/attivita_istituzionali/patrimonio_pubblico/censimento_immobili_pubblici/open_data_immobili/

9 Fonte Anagrafe Regionale Edilizia Scolastica: ARES | Liguria (regione.liguria.it)

10 E.6 Edifici adibiti ad attività sportive: E.6 (1) piscine, saune e assimilabili, E.6 (2) palestre e assimilabili, E.6 (3) servizi di supporto alle attività sportive; definita dal D.P.R. n. 412/93 "Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10"

11 E.2 Edifici adibiti a uffici e assimilabili: pubblici o privati, indipendenti o contigui a costruzioni adibite anche ad attività industriali o artigianali, purché siano da tali costruzioni scorporabili agli effetti dell'isolamento termico definita dal D.P.R. n. 412/93 "Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10"

12 https://cruscotti-statistica.regione.liguria.it/reports/powerbi/Deliverable/Statistica/Pubblico/Turismo

- **Case di cura:** per la determinazione del numero di edifici adibiti a casa di cura sono state utilizzate le Tavole dell'annuario 2020 relative alla banca dati del portale del Ministero della Salute[13];
- **Commercio**: per la determinazione del numero di edifici a destinazione d'uso commerciale[14] sono stati analizzati i dati del censimento permanente dell'ISTAT relativo all'anno 2018.
  Analizzando i dati, si evince che il settore del Commercio è caratterizzato principalmente da microimprese[15], come riassunto nella Tabella 2 sottostante.

Attività commerciali		
	n	%
Micro	27489	96,67%
Piccole	890	3,13%
Medie	51	0,18%
Grandi	6	0,02%

Tabella 2 - numero di attività commerciali stimate

- **Industria:** Per la determinazione del numero di edifici a destinazione d'uso industriale[16] sono stati analizzati i dati del censimento permanente dell'ISTAT relativo all'anno 2018.
  Analizzando i dati, si evince che il settore manufatturiero incide per circa il 95% del totale comparto Industria ed è principalmente costituito da micro[15] e piccole[17] imprese, come riassunto nella tabella 3 sottostante.

Attività manifatturiere		
	n	%
Micro	6262	87%
Piccole	811	11%
Medie	91	1%
Grandi	19	0,3%

Tabella 3 - numero di attività manifatturiere stimate

Si riporta in Tabella 4 il quadro sintetico del numero di edifici stimato per le diverse destinazioni d'uso.

		Numero stimato di edifici
Scuole		1.319
Impianti sportivi	**Pubblici**	542
	Privati	584
Uffici	**Pubblici**	1.548
	Privati	12.965
Alberghi		3.300
Ospedali		10
Case di cura	**Pubbliche**	36
	Private	279
Commercio – Micro imprese		27.498
Industria - Manufatturiero	**Micro imprese**	6.262
	Piccole imprese	811

Tabella 4 - numero di edifici liguri stimati per destinazione d'uso

13 Fonte: https://www.salute.gov.it/portale/temi/p2_6.jsp?lingua=&id=5451&area=statisticheSSN&menu=vuoto

14 Nella categoria Commercio sono state comprese le seguenti voci: commercio all'ingrosso e al dettaglio, riparazione di autoveicoli e motocicli

15 Categoria delle Piccole Medie Imprese (PMI): si definisce micro impresa un'impresa che occupa meno di 10 persone e realizza un fatturato annuo oppure un totale di bilancio annuo non superiori a 2 milioni di EUR (Raccomandazione 2003/361/CE, del 6 maggio 2003)

16 Nella categoria Industria sono state considerate le seguenti voci: estrazione di minerali da cave e miniere, attività manifatturiere, fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata, fornitura di acqua reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento

17 Categoria delle PMI (PMI): si definisce piccola impresa un'impresa che occupa meno di 50 persone e realizza un fatturato annuo o un totale di bilancio annuo non superiori a 10 milioni di EUR (Raccomandazione 2003/361/CE, del 6 maggio 2003)

FASE III.

Sulla base dei dati degli APE presenti in SIAPEL, è stato determinato il valore degli indicatori che caratterizzano le prestazioni medie dello stato attuale della componente involucro ($EP_{H,nd}$[18] in Tabella 5) per le diverse destinazioni d'uso.

		EPh,nd attuale [kWh/mqa]
Scuole		104
Impianti sportivi	**Pubblici**	137
	Privati	137
Uffici	**Pubblici**	106
	Privati	106
Alberghi		114
Case di cura	**Pubbliche**	85
	Private	85
Ospedali		-[19]
Commercio - Microimprese		-[19]
Industria - Manufatturiero	**Micro imprese**	-[19]
	Piccole imprese	-[19]

Tabella 5 - fabbisogno di energia utile per il riscaldamento per le varie destinazioni d'uso

FASI IV-V-VI.

Ai fini della valutazione del potenziale risparmio energetico del settore terziario (Fase VI) sono considerati i seguenti interventi (Fase V):

- strutture edilizie: isolamento dell'involucro edilizio (trasparente ed opaco);
- impianti e dispositivi tecnologici: sostituzione di generatori di calore standard con caldaie a condensazione, metanizzazione delle caldaie a gasolio e il revamping di impianti di cogenerazione a gas.

Per gli ulteriori interventi riguardanti l'installazione di pompe di calore, di impianti fotovoltaici e di impianti solari termici al servizio dell'edificio si rimanda ai capitoli 5.3.1, 5.3.3 e 5.2.2 del PEAR.
In analogia a quanto svolto per il settore residenziale, i fattori di applicazione relativi ad **interventi sull'involucro** definiti per ciascuna destinazione d'uso comprendono sia interventi di solo isolamento dell'involucro o di porzioni dello stesso, sia interventi di isolamento ricompresi nelle ristrutturazioni importanti di primo livello.

È stato inoltre utilizzato quale valore di riferimento per gli interventi sull'involucro il risparmio medio ottenuto dall'analisi degli esiti dei bandi di finanziamento relativi alla programmazione POR FESR 2007-2013 e POR FESR 2014-2020. Trattandosi di un valore mediato su diverse tipologie di interventi, esso tiene in considerazione che possano essere effettuati sia singoli interventi sull'involucro, sia interventi di isolamento ricadenti nelle ristrutturazioni di primo livello.

Si riporta nel seguito per ciascuna destinazione d'uso la metodologia adottata per definire lo stato di fatto e quello raggiungibile attraverso interventi sulla componente involucro:

18 EPH,nd: Indice di prestazione termica utile per riscaldamento (DM 26/6/2015 "Requisiti Minimi"). Tale indice è calcolato secondo quanto riportato sulla norma UNI/TS 11300-1:2014

19 Per questa destinazione d'uso si veda il paragrafo successivo

- **Edifici adibiti ad attività scolastiche:** per la valutazione dello stato attuale e del risparmio conseguibile sono stati analizzati gli APE protocollati tra il 2017 e il 2020 relativi a edifici a destinazione d'uso scolastica[7] e alcune istruttorie tecniche dei bandi FILSE "Promozione dell'eco-efficienza e riduzione consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche[20]", in attuazione dell'Azione 4.2.1 del POR FESR Liguria 2014-2020. Il valore medio di risparmio per questa destinazione d'uso è prossimo a quello raggiungibile attraverso interventi di ristrutturazione importante di primo livello. Infatti, gli edifici ad uso scolastico di proprietà pubblica sono maggiormente oggetto di ristrutturazione di primo livello rispetto a quanto avviene per altre destinazioni d'uso, anche grazie all'opportunità di cofinanziamento degli interventi tramite il ricorso al Conto Termico e ad altre forme di incentivazione disponibili a livello regionale e nazionale. Inoltre, il Conto Termico promuove la conversione degli edifici pubblici scolastici in nZEB, finanziando gli interventi al 100% fino ad un massimale di spesa;

- **Impianti sportivi:** per la valutazione dello stato attuale e del risparmio conseguibile sono stati analizzati gli APE protocollati tra il 2017 e il 2020 relativi a edifici a destinazione d'uso sportiva[10] e alcune istruttorie tecniche del bando di Regione Liguria "Concessione contributi per interventi di miglioramento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia da fonte rinnovabile in strutture adibite ad attività sportive", in attuazione del POR FESR 2007 - 2013. Il valore medio del risparmio raggiungibile per gli edifici di proprietà pubblica si avvicina maggiormente a quello relativo ad interventi di ristrutturazione di primo livello, mentre per quelli privati il valore medio del risparmio è più basso prevedendo che si realizzeranno interventi prevalentemente orientati alla parte impiantistica. Anche in questo caso, le valutazioni svolte tengono in considerazione la possibilità per gli edifici pubblici di accedere al Conto termico per interventi di conversione di edifici esistenti in nZEB;
- **Uffici:** per la valutazione dello stato attuale e del risparmio conseguibile sono stati analizzati gli APE protocollati tra il 2017 e il 2020 relativi a edifici a destinazione d'uso ufficio[11]. Per quanto riguarda gli edifici pubblici, che comprendono anche le sedi degli uffici comunali e regionali spesso site in fabbricati indipendenti, il risparmio ottenibile si avvicina a quello relativo alle ristrutturazioni importanti di primo livello. Per gli uffici privati si rimanda al precedente capitolo, perché generalmente sono inseriti in edifici condominiali con destinazione d'uso prevalentemente residenziale;
- **Alberghi:** per la valutazione dello stato attuale e del risparmio conseguibile sono stati analizzati gli APE protocollati tra il 2017 e il 2020 relativi alla destinazione d'uso albergo[21]. Analizzando alcune istruttorie tecniche del bando FILSE "Incentivi finalizzati alla riduzione dei consumi energetici e delle emissioni di gas climalteranti delle imprese e delle aree produttive compresa l'installazione di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile per l'autoconsumo, dando priorità alle tecnologie ad alta efficienza", è emerso che generalmente gli edifici adibiti ad albergo sono oggetto di interventi su porzioni limitate dell'involucro (ad esempio i serramenti), mentre più frequentemente vengono eseguiti interventi di efficientamento degli impianti di climatizzazione, che spesso sono a pompa di calore (per riscaldamento e raffrescamento). Gli interventi di ristrutturazione importante di primo livello non sono pertanto frequenti e il valore medio del risparmio raggiungibile rispecchia quanto riscontrato;
- **Ospedali:** è stato analizzato l'appalto per la gestione e manutenzione degli Ospedali pubblici liguri di cui alla D.G.R. n. 861 del 24.10.2018, che prevede interventi di efficientamento sulle strutture ospedaliere da parte del Soggetto aggiudicatario. Tale appalto non prevede interventi sulla parte involucro che quindi risultano pari a zero;

20 Sia per Comuni sotto i 2000 abitanti sia sopra i 2.000 abitanti

21 E.1 (3) edifici adibiti ad albergo, pensione ed attività similari definita dal D.P.R. n. 412/93 "Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10"

- **Case di cura:** per la valutazione dello stato attuale e del risparmio conseguibile sono stati analizzati gli APE protocollati tra il 2017 e il 2020. Il valore medio del risparmio raggiungibile per gli edifici di proprietà pubblica si avvicina maggiormente a quello relativo ad interventi di ristrutturazione di primo livello, mentre per quelli privati il valore è più contenuto prevedendo che si realizzeranno nella maggior parte dei casi interventi orientati alla parte impiantistica. Le valutazioni svolte hanno tenuto in considerazione la possibilità per gli edifici pubblici di accedere al Conto termico, che per questa destinazione d'uso, come per le scuole, finanzia la conversione in nZEB al 100% fino ad un massimale di spesa;
- **Imprese e Commercio:** per queste destinazioni d'uso, è stato stimato direttamente un risparmio energetico medio analizzando le istruttorie tecniche del bando FILSE "Incentivi finalizzati alla riduzione dei consumi energetici e delle emissioni di gas climalteranti delle imprese e delle aree produttive compresa l'installazione di impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile per l'autoconsumo, dando priorità alle tecnologie ad alta efficienza", in attuazione dell'Azione 4.2.1 del POR FESR Liguria 2014-2020 relativamente ad interventi finanziati sull'involucro di "micro imprese" ricadenti nel settore Industria – manufatturiero.

Tali valutazioni hanno consentito di stimare il risparmio medio per edificio legato ad interventi sull'involucro riportato in Tabella 6 e di conseguenza il potenziale risparmio energetico ottenibile al 2030 per il settore terziario, a fronte di interventi di isolamento dell'involucro opaco (verticale ed orizzontale), sostituzione dei serramenti ed installazione di schermature solari (Tabella 7). Tale dato è stato utilizzato quale base per il calcolo del potenziale delle FER termiche a servizio di edifici (si veda capitolo 5.3).

		EPh,nd Pre [kWh/mqa]	EPh,nd Post [kWh/mqa]	Risparmio [ktep]
Scuole		104	31	0,013
Impianti sportivi	**Pubblici**	137	41	0,005
	Privati	137	80	0,004
Uffici	**Pubblici**	106	31,8	0,003
	Privati	106	32	0,001
Alberghi		114	74	0,002
Commercio - Microimprese		-	-	0,003
Industria - Manufatturiero	**Micro imprese**	-	-	0,009
	Piccole imprese	-	-	0,011

Tabella 6 - risparmi medi raggiungibili per interventi sull'involucro su singoli edifici

		Numero totali di edifici/alloggi	Fattore di applicazione [%]	Numero di edifici	$EP_{H,nd}$ Pre [kWh/mqa]	$E_{PH,nd}$ Post [kWh/mqa]	Risparmio [ktep]
Scuole		1319	8%	106	104	31	**1,9**
Impianti sportivi	**Pubblici**	542	20%	36	137	41	**0,4**
	Privati	584	10%	36	137	80	**0,4**
Uffici	**Pubblici**	1548	30%	464	106	32	**1,6**
	Privati	12965	0%	0	-	-	**0,0**
Alberghi		3300	20%	660	114	74	**1,8**
Case di cura	**Pubbliche**	36	10%	4	85	20	**0,0**
	Private	279	10%	28	85	20	**0,2**
Ospedali							**0,0**
Commercio - Microimprese		27498	5%	1375	-		**3,8**
Industria - Manufatturiero	**Micro imprese**	6262	10%	626	-		**5,5**
	Piccole imprese	811	10%	81	-		**0,8**
TOTALE							**16,4**

Tabella 7 - Risparmio energetico potenziale per il settore terziario, ottenibile a fronte di interventi sul solo involucro

Al fine di definire lo **scenario di Piano** occorre quantificare, secondo quanto anticipato, il potenziale risparmio energetico conseguente **sia ad interventi su involucro che su impianti e dispositivi tecnologici** (per le FER termiche si rimanda al capitolo 5.3). Sono stati dunque considerati tra gli interventi anche la sostituzione del generatore di calore, la metanizzazione delle caldaie a gasolio (ove applicabile) e, solo per la categoria ospedali, il revamping dei sistemi di cogenerazione, previsti nell'ambito del contratto di gestione e manutenzione delle strutture ospedaliere attualmente in essere, ottenendo un potenziale risparmio energetico al 2030 pari **a circa 23,2 ktep**, calcolato sulla base dei fattori di applicazione riportati nella tabella seguente.

		INTERVENTI SOLO INVOLUCRO			**INTERVENTI IMPIANTO (caldaia tradizionale, a gasolio e revamping cogenerazione a gas)**			**INVOLUCRO E IMPIANTO**
		Fattore di applicazione [%]	**Numero di edifici**	**Risparmio [ktep]**	**Fattore di applicazione [%]**	**Numero di edifici**	**Risparmio [ktep]**	**Risparmio [ktep]**
Scuole		8%	106	**1,9**	4%	53	**0,189**	**2,1**
Impianti sportivi	**Pubblici**	20%	36	**0,4**	10%	54	**0,039**	**0,4**
	Privati	10%	36	**0,4**	10%	58	**0,039**	**-**
Uffici	**Pubblici**	30%	464	**1,6**	15%	232	**0,156**	**1,7**
	Privati	0%	0	**0,0**	0%	0	**-**	**-**
Alberghi		20%	660	**1,8**	25%	825	**0,185**	**2,0**
Case di cura	**Pubbliche**	10%	4	**0,0**	3%	1	**0,001**	**0,0**
	Private	10%	28	**0,2**	5%	14	**0,017**	**1,0**
Ospedali				**0,0**			**5**	**5,0**
Commercio - Microimprese		5%	1375	**3,8**	2%	458	**0,253**	**4,1**
Industria - Manufatturiero	**Micro imprese**	10%	626	**5,5**	3%	209	**0,367**	**5,9**
	Piccole imprese	10%	81	**0,8**	3%	27	**0,053**	**0,9**
TOTALE				**16,4**			**6,3**	**23,2**

Tabella 8 - Risparmio energetico potenziale per il settore terziario al 2030

Allegato 5 PEAR 2030 - Eolico Studio DIME UNIGE 2022

1. Il mercato mondiale della tecnologia eolica, i punti di forza e debolezza della tecnologia

Gli impianti eolici rappresentano, dopo il solare fotovoltaico, la tecnologia rinnovabile in più forte crescita al mondo. Si stima che a fine dell'anno 2021 fossero presenti nel mondo (potenza cumulata) 830 GW di potenza installata, con una corrispondente produzione annua pari a circa 1870 TWh, seconda soltanto a quella idroelettrica nel settore delle rinnovabili [1]. L'incremento di energia prodotta nel mondo (confronto anni 2020 con 2021) è stato pari al 17%. Secondo IEA, per conseguire il risultato di zero emissioni all'anno 2050 per il complessivo comparto energetico mondiale (*Net Zero Emission)*, è necessario, all'anno 2030, disporre di 7.900 TWh di energia annua prodotta da eolico, con un aumento delle istallazioni su base annua (periodo 2022-2030) pari a 250 GW/anno. Se si considera che tra l'anno 2020 e l'anno 2021 l'aumento della capacità istallata è stato pari a 113 GW, per il decennio in corso gli aumenti annui dovranno essere mediamente pari a più del doppio dell'attuale migliore aumento di istallazioni.

Da un punto di vista percentuale ciò corrisponde ad un aumento dell'energia prodotta del 17,5% ogni anno. I parchi eolici in mare (*off-shore wind*) riguardano all'anno 2021 una esigua porzione di nazioni che producono energia dal vento (circa il 20% delle stesse, secondo IEA), anche se è atteso un significativo aumento degli impianti offshore in Cina, Stati Uniti e Unione Europea. Il ruolo degli impianti a mare è testimoniato dal fatto che nell'anno 2021 circa il 22% della nuova (aggiuntiva) energia prodotta sia imputabile a nuovi impianti offshore, l'80% dei quali (in termini energetici) ascrivibili alla Cina [1].

In Europa (includendo Regno Unito) nel 2020 la produzione eolica è ammontata a 458 TWh [2], mentre per la sola Unione Europea la produzione eolica è stata di 382 TWh, il 15% dell'intera produzione elettrica in EU. La potenza eolica installata in Europa al 2021 è pari a 236GW, di cui 11 GW in Italia e di cui 66 MW in Liguria [3]. Gli obiettivi europei del pacchetto Fit For 55 (FF55, riduzione al 2030 delle emissioni climalteranti del 55% rispetto al 1990) traguardano per il settore delle rinnovabili il 40% del complessivo fabbisogno di energia primaria (1.070 GW istallati). Il pacchetto di misure europee noto come RepowerEu alza tale target al 45% e indica per il complessivo settore delle rinnovabili (pompe di calore incluse) una potenza complessiva di oltre 1240 GW, di cui 600 GW di nuove istallazioni fotovoltaiche. [4] Per la specifica parte eolico, è stimabile (windeurope.org) che al 2030 siano necessari nuovi 440 GW di potenza eolica secondo lo schema Fit For 55.

I punti di forza della tecnologia eolica sono molteplici, a partire dal costo "*levelized*"[1] dell'energia elettrica prodotta. Irena (*Report Renewable Power Generation* Costs in 2021) ha stimato che per le nuove istallazioni 2021 il costo dell'energia eolica *on-shore* sia pari a 0,033 USD/kWh, inferiore al costo *"levelized"* delle nuove istallazioni fotovoltaiche nel medesimo anno (0,048 USD/kWh). [5]

Per quanto riguarda l'"off-shore wind", Irena ha stimato per le nuove istallazioni 2021 un costo *"levelized"* di 0,075 USD/kWh. Un altro punto di forza della risorsa eolica è la sostanziale indipendenza della risorsa dal ciclo giorno/notte che caratterizza la risorsa solare anche se si osservano variazioni nella produzione mensile dovuta ai venti prevalenti di una certa stagione (Figura 1).

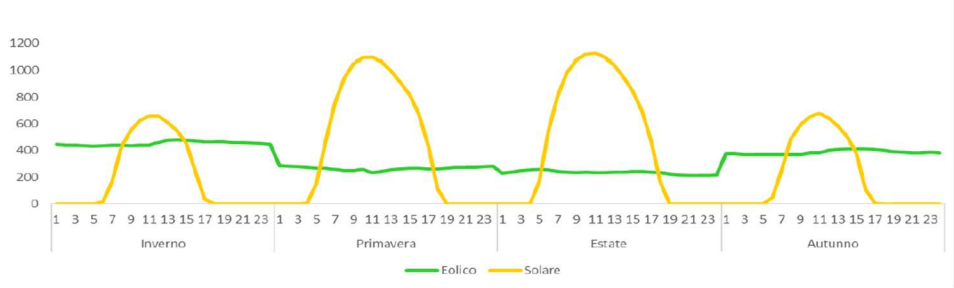


Figura 1 - Andamento tipico della produzione oraria da impianti eolici e fotovoltaici nell'Italia del sud. Fonte: Terna 2022, Documento di Descrizione degli Scenari

1 LCOE (Levelized Cost of Energy) esprime il costo complessivo di produzione del MWh ed è lo strumento utilizzato per confrontare le diverse tecnologie di generazione elettrica

I punti di debolezza sono di natura diversa. Dal punto di vista paesaggistico e ambientale, l'istallazione di sistemi eolici a terra richiede molto spesso la collocazione degli aerogeneratori sui crinali montani, dove per esempio in Italia sono spesso presenti zone protette a livello nazionale o regionale.
Un punto di forza dell'eolico off-shore risiede nella possibilità di limitare l'impatto paesaggistico e anche funzionale (parte navigazione) distanziando opportunamente gli aerogeneratori.
Ancora dal punto di vista energetico, l'eolico off-shore si avvantaggia della minore "*roughness length*" delle acque oceaniche rispetto all'orografia delle terre emerse, con un vantaggio rispetto all'altezza dello strato limite eolico che risulta meno esteso in altezza in mare. Ciò da un lato consente di estrarre più energia dal vento a parità (con *on-shore)* di altezza di torre degli aerogeneratori oppure di utilizzare aerogeneratori con torri di altezza minore a parità di energia estratta dal vento.
La soluzione *offshore*, inoltre, si presta ad utilizzare macchine di taglia maggiore in termini di diametro palare (nel 2022 si sono superati i 242 metri per un aerogeneratore prodotto dalla cinese MingYang) in quanto è più facile il trasporto via mare (rispetto il trasporto via terra) di lunghe pale eoliche. Questa condizione consente agli aerogeneratori offshore potenze per singola unità fino (anno 2022) a 16 MW.
I punti di debolezza per entrambe le tecnologie (*on-shore e off-shore*) riguardano il fatto che occorrono venti adeguati. Da un punto di vista tecnico, energetico ed economico la tecnologia degli aerogeneratori richiede venti significativi sia in termini di velocità del vento che costanza nel tempo della stessa. Questi aspetti sono sintetizzabili attraverso diversi indicatori quali la velocità media del vento, la sua distribuzione di velocità (*probability density function*), la potenza specifica del vento, l'energy to power ratio e il suo equivalente *capacity factor.*
Inoltre, i venti prevalenti sono influenzati dall'orografia del territorio (Figura 2) e la configurazione dei mari e questo fa sì per esempio che soltanto assegnate aree dei Paesi del Mediterraneo posseggono le risorse eoliche congrue per la sostenibilità economica degli investimenti.
Dalla Figura 2 ad esempio si osserva l'effetto dell'orografia (e.g. valle del Rodano, canale tra Sicilia e Sardegna) sulla distribuzione dei venti: al 26 settembre 2022 si registrava la prevalenza di venti atlantici provenienti da nord determina velocità del vento basse sulla costa ligure; al 25 ottobre 2022 si registrava la prevalenza di venti atlantici provenienti da sud ovest sulla costa europea, con maggiore circolazione d'aria sulla Liguria.

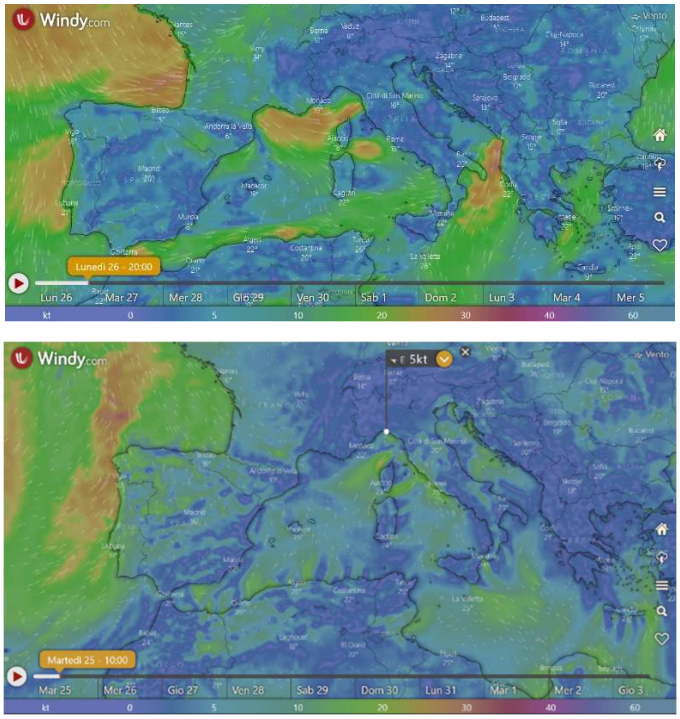


Figura 2 - Distribuzione dei venti nell'aerea del Mar Mediterraneo. In alto, situazione al 26 settembre 2022. In basso, situazione al 25 ottobre 2022. Fonte: Windy.com

Ultimo punto di debolezza, specifico per la tecnologia offshore, riguarda la profondità dei fondali cui ancorare la struttura galleggiante. Ad oggi (secondo le statistiche IRENA) le istallazioni offshore fino all'anno 2021 hanno riguardato fondali profondi in media 23 metri, con un valore di maggiore probabilità (moda) pari a 25 metri e una profondità massima di 60 metri. Si veda la sottostante Figura 3, che riporta una elaborazione UNIGE su dati IRENA che correla per gli impianti offshore esistenti potenza installata, profondità della istallazione e distanza dalla costa.

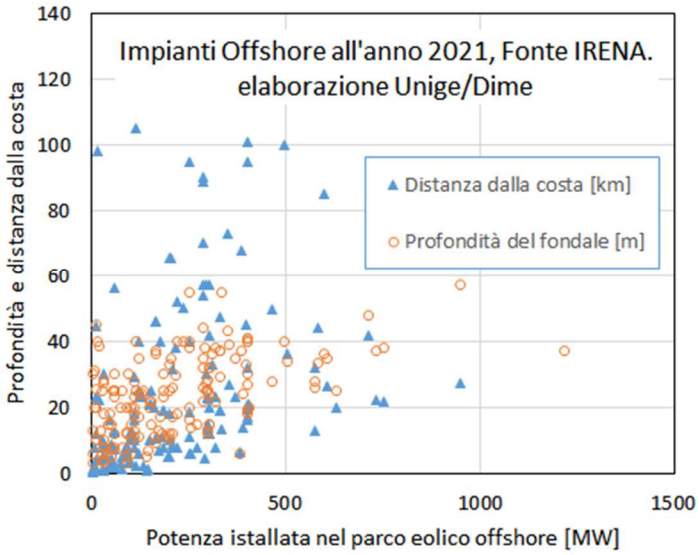


Figura 3 - Istallazioni offshore all'anno 2021, dati IRENA. Elaborazione Unige/Dime inerente il legame tra potenza del parco eolico, profondità dei fondali e distanza dalla costa

Sulla base di quanto sopra è lecito, pertanto, attendersi ad oggi che i fondali più interessanti siano quelli con profondità fino a 80 metri, stante gli altri fondali più onerosi sia dal punto di vista tecnico che economico.

Non appare pertanto opportuno valutare all'atto della stesura di questo documento (novembre 2022) soluzioni offshore di tipo "*floating*" (*FOWP, Floating Offshore Wind Platform*), potenzialmente idonee per fondali profondi (oltre 80 m, fino a 800 m, Stime Iberdrola), ma non esistenti attualmente in alcun parco eolico marino di alcun Continente.

Per citare un esempio, il parco eolico FOWP più grande al mondo (2021) è quello di Kircardine (50 MW), costituito da macchine da 9,5 MW, comunque ancorato a un fondale di profondità variabile tra 60 e 80 m [6].



Figura 4 - Unità Floating Wind nelle acque di Kincardine, al largo di Aberdeen (UK) [6]

2. Tecnologia eolica, indici di prestazione e costi

I moderni aerogeneratori sono macchine ad asse orizzontale, dove le parti in rotazione (albero della turbina, moltiplicatore di giri, freni, alternatore/generatore asincrono) sono collocati in una navicella (nacelle) posta alla sommità della torre di sostegno. Queste macchine sono caratterizzate da rendimenti di conversione (coefficienti di potenza) superiori a quelli delle macchine ad asse verticale e per questa e altre ragioni questa configurazione è quella da decenni assolutamente più diffusa al mondo. La torre tubolare dei moderni aerogeneratori ha una altezza H proporzionale al diametro della turbina (diametro palare D): per aerogeneratori installati negli Stati Uniti, all'anno 2021, il rapporto medio nelle nuove istallazioni H/D è stato pari a circa 0,74 (127 m diametro palare medio, 94 m altezza di torre media, [7]). Per installazioni in Germania [8] il rapporto H/D è stato prossimo all'unità per le 56 macchine istallate all'anno 2018 (D=118 m, H=135 m).
La potenza dell'aerogeneratore è proporzionale all'aria spazzata dalle pale e quindi proporzionale al diametro di rotore D al quadrato. Tale potenza nominale P è anche proporzionale alla velocità w del vento elevata al cubo (per ragioni qui non discusse) e alla densità r dell'aria. La potenza nominale della macchina P_{nom} è infine correlata alla velocità del vento nominale w_{nom} alla quale la turbina eroga la potenza nominale.

$$P = 0{,}5\,\rho A w^3 c_p(w)$$

Nella formula della potenza dell'aerogeneratore compare il coefficiente di potenza c_p della macchina, che rappresenta il rendimento di conversione della stessa (da energia cinetica del vento a energia meccanica/elettrica all'albero della turbina/generatore elettrico).
La potenza teorica della corrente del vento è quella dell'espressione di potenza P di turbina per coefficiente di potenza unitario. Tale condizione non è fisicamente raggiungibile in quanto esiste il limite teorico di Betz (c_{pBetz}= 0,593) per la conversione dell'energia cinetica del vento.
É, comunque, comune l'utilizzo della potenza teorica del vento come parametro per caratterizzare un sito eolico. In particolare, si utilizza spesso la Potenza Teorica per unità di area, nota anche come Wind Power Density o densità di potenza. Questa quantità è calcolata non tanto con la velocità media del vento del sito (w_{ave}), quanto piuttosto con la velocità di potenza media (w_{power_ave}) che utilizza la distribuzione di probabilità (e.g. Weibull curve) del vento nel sito in esame. La velocità media di potenza è superiore alla velocità media del vento.

$$P" = 0{,}5\rho w^3_{power\ ave}$$

Tornando alle prestazioni reali degli aerogeneratori, il coefficiente di potenza (Figura 5) dipende anch'esso per ragioni fluidodinamiche dalla velocità del vento: vale zero per velocità del vento inferiori alla velocità di cut-in della macchina (pari tipicamente a 3-5 m/s) e raggiunge un massimo a velocità del vento prossime a quella nominali della macchina.

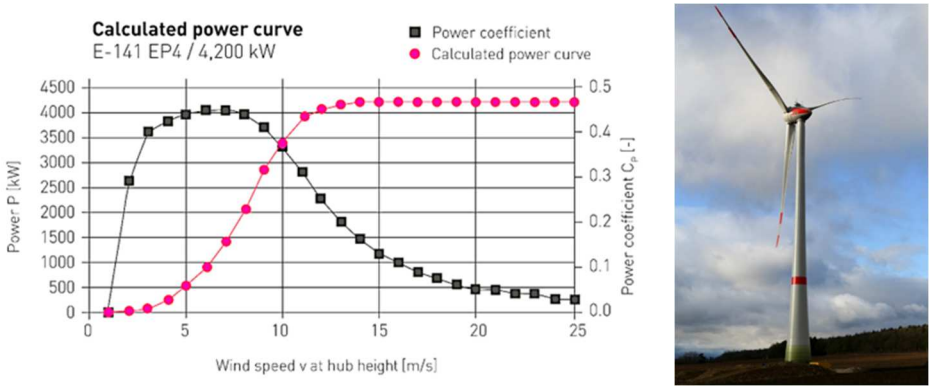


Figura 5 - Potenza e coefficiente di potenza al variare della velocità del vento per un aerogeneratore di potenza 4 MW (Enercon Turbine E-141 EP4, diametro palare 141m, velocità nominale 10,6m/s, altezza di torre all'albero 130-160m).

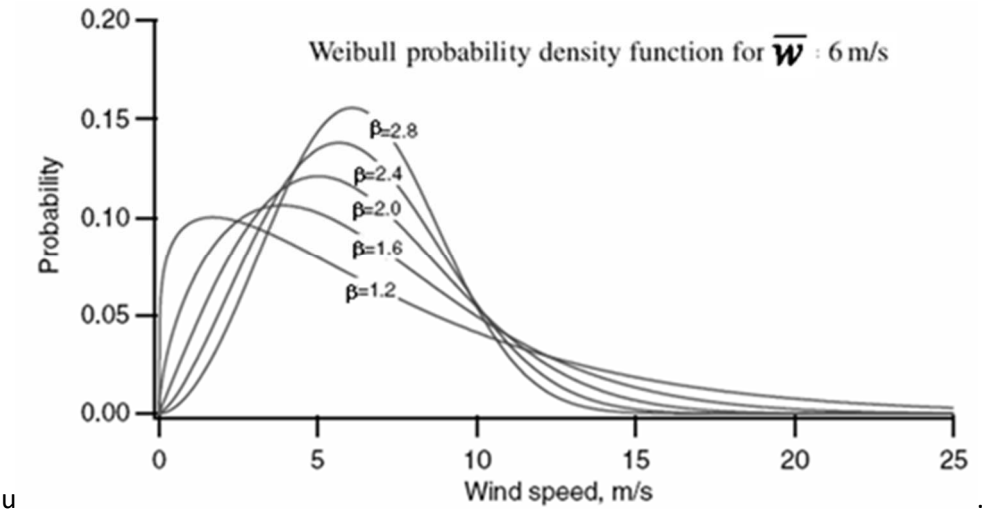
Il coefficiente di potenza per gli aerogeneratori ad asse orizzontale tripala raggiunge valori superiori a a 0,45 (Figura 5). I migliori aerogeneratori di altra tipologia, quali le macchine ad asse verticale raggiungono rendimenti massimi (coefficienti di potenza) inferiori a 0,40.
La velocità del vento è variabile nel tempo. Anche se è possibile riferirsi a una velocità media su base annua, questo parametro non è sufficiente per determinare l'energia che un aerogeneratore può produrre in un determinato periodo di tempo. L'Energia E è l'integrale nel tempo della potenza. Se l'integrale è fatto su base annua, tale integrale E rappresenta l'energia annua, per esempio, in [MJ/anno] oppure [kWh/anno].

$$E = \int P(w)d\tau = \int_{\Delta\tau} 0{,}5\rho A w^3 c_p\,(w)d\tau$$

La variabilità della velocità del vento nel tempo viene di sovente descritta con opportune funzioni statistiche, come la funzione Densità di Probabilità (Probability Density Function, PDF). Nelle analisi sulla distribuzione delle velocità del vento, una utile forma analitica per le PDF del vento è la funzione PDF a due parametri di Weibull.

$$f(w) = \left(\frac{\beta}{\eta}\right) \cdot \left(\frac{w}{\eta}\right)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{w}{\eta}\right)^{\beta}}$$

che contiene I parametri b e h noti come parametro di forma e di scala rispettivamente. Il primo parametro è l'indicatore della variabilità dei venti, il secondo è proporzionale alla velocità media del vento.



u .

Figura 6 - Distribuzione delle velocità del vento per velocità media annua pari a 6m/s al variare del parametro di forma b.

Siti caratterizzati da elevata producibilità eolica hanno parametri di forma prossimi a 2 e parametri di scala anche superiori a 10 m/s. Per il territorio ligure (e in generale quello italiano), nei migliori siti eolici, i venti sono caratterizzati da parametri di forma intorno a 1,5 e parametri di scala superiori a 7 m/s. [9]
La curva di Weibull del vento nel sito considerato viene costruita grazie a misure anemometriche che si protraggono almeno per un intero anno. Nota la distribuzione di Weibull (e in generale la distribuzione della velocità del vento nel tempo) è possibile calcolare la densità di potenza del vento P", definita come:

$$P'' = \int 0{,}5\rho w^3 f(w)dw$$

Nota sempre la distribuzione di probabilità del vento e nota la curva caratteristica dell'aerogeneratore (il suo coefficiente di potenza), l'energia annua producibile da un assegnato aerogeneratore si calcola come:

$$E = \int_{year} P(w)d\tau = \tau_{tot} \int 0{,}5\rho A w^3 c_p(w) f(w) dw$$

Il calcolo dell'energia annua E consente anche la stima dell'EPR (Energy to Power Ratio) dell'impianto eolico considerato. Le statistiche del GSE italiano rivelano che la distribuzione dei venti nella penisola italiana dà luogo a valori di EPR per parchi eolici onshore con grandi macchine intorno a 2.000 kWh/kW (Figura 7).

Per impianti eolici con piccoli aerogeneratori (potenza inferiore a 100 kW), gli EPR italiani sono spesso al di sotto di 1.000 kWh/kW, ad indicare una condizione di esiguo interesse energetico caratterizzata da tempi di ritorno dell'investimento superiori alla vita attesa dell'aerogeneratore (Figura 7).

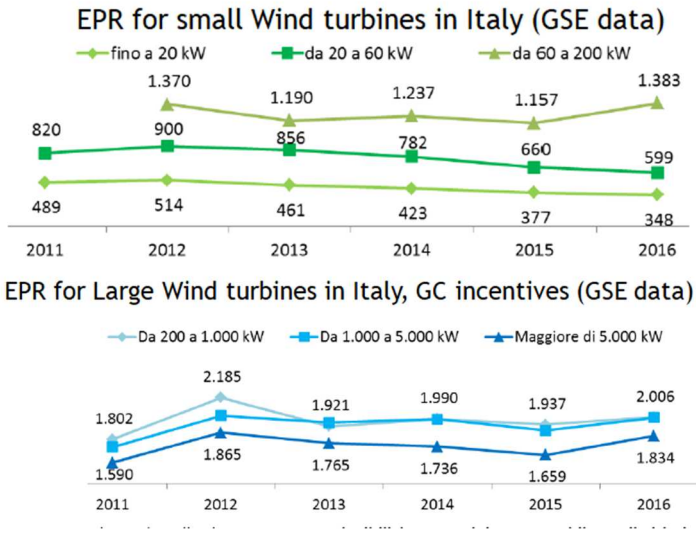


Figura 7 - Energy to Power ratio per impianti eolici italiani per grandi e piccoli aerogeneratori [3]

I costi di un parco eolico di grande taglia (1 MW e oltre) includono non solo l'aerogeneratore e la sua torre, ma anche i costi per le opere civili, i collegamenti elettrici, il trasporto dei componenti e la realizzazione degli accessi, la progettazione. Secondo il GSE (anno 2016) il costo unitario complessivo per parchi eolici con aerogeneratori di taglia compresa tra 200 e 1.000 kW valeva 1.500 €/kW, di cui il 60% per aerogeneratore e torre (Figura 8).

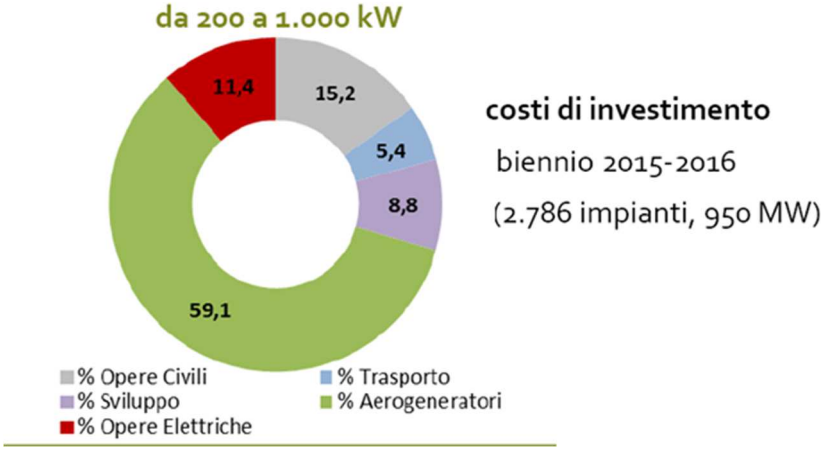


Figura 8 - Costi di investimento per parchi eolici italiani onshore suddivisi per voce di spesa per taglie dell'aerogeneratore superiori a 200 kW [10]

Per gli impianti offshore in Italia non sono disponibili statistiche sui costi unitari, stante la mancanza di parchi eolici di questo tipo. Le informazioni sul parco eolico offshore in fase di realizzazione nella zona di Taranto (30 MW complessivi, distanza dalla costa 100 m) indicano in 80 M€ il costo complessivo delle opere, fornendo un valore unitario dei costi pari a 2.660 €/kW [11].

3. Eolico Italia e in Liguria e gli scenari di crescita all'anno 2030

A livello nazionale, gli obiettivi di crescita della potenza eolica fanno riferimento al Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC2020). Agli impegni del PNIEC si aggiungono quelli legati alle direttive europee "Fit for 55" e "Repower Eu" (2022) [2]. Questi impegni nazionali, secondo stime tratte dal Rapporto Terna (Documento Descrizione Scenari 2022) indicano nuove istallazioni eoliche all'anno 2030 per complessivi 16GW, per portare il parco eolico italiano da 11 a 27 GW. La corrispondente produzione eolica annua di energia ammonterebbe secondo Terna a 68 TWh. Valutazioni DIME/UNIGE evidenziano come tali valori corrispondano a un EPR eolico al 2030 superiore a 2.500 kWh/kW, valore di molto superiore all'attuale EPR eolico italiano.

La ripartizione sul territorio nazionale, regione per regione, delle nuove istallazioni eoliche dovrà dipendere dalla disponibilità eolica sul territorio italiano. Tale disponibilità della risorsa è caratterizzata da un significativo divario tra le regioni affacciate sui mari Tirreno, Ionio, Ligure e di Sardegna e le altre regioni [12, 13, 14].

Le recenti norme (D.L. 50/2022, D.Lgs n.199/2021) definiscono la materia delle Aree Idonee all'installazione degli impianti a Fonte Energetica Rinnovabile (FER) e introducono una serie di criteri per la ripartizione degli impianti tra le diverse Regioni. Per la Regione Liguria, e per le altre Regioni, il MITE sta considerando 3 diversi scenari eolici al 2030 sulla base della potenza istallata a km^2 di territorio.

4. Potenziale eolico in Liguria: analisi delle mappe di vento a mare e a terra

4.1 Atlanti del vento considerati

La presente analisi parte dalla disponibilità di dati di vento nei portali Global Wind Atlas (GWA) e NEWA Atlas (NEWA).

La disponibilità di dati di vento misurati è tipicamente limitata e spesso si riferisce a stazioni anemometriche collocate a bassa altezza da terra (10 m) e sovente collocate in prossimità di aree urbane [14]. Queste due condizioni rendono questa tipologia di dati misurati poco affidabile per analisi di fattibilità legate a impianti eolici, con aerogeneratori collocati a 70-120 m da terra e in aree sgombre da abitazioni.

Il portale GWA è gestito e mantenuto dal Wind Energy Department del DTU danese (Technical University of Denmark). Il consorzio NEWA [14] annovera 30 tra organismi di ricerca e grandi aziende del settore eolico (e.g. il DTU danese, il Fraunhofer IWES tedesco, il colosso danese Vestas).

Gli atlanti interattivi GWA e NEWA consentono di analizzare i dati di vento con una risoluzione fino a 250 m di estensione del pixel. Tali portali riportano su scala planetaria i parametri di vento medi annuali sulle superfici emerse e in mare (densità di potenza del vento P" kW/m^2, velocità media del vento a diverse quote dal suolo o dalla superficie del mare, parametri di Weibull locali, dati batimetrici per i mari).

Per quanto riguarda specificatamente NEWA, è possibile selezionare una determinata area di territorio (incluse aree marine) e salvare i dati georefenziati delle grandezze di interesse (e.g. WInd Power Density P") in formato NetCDF. Questo formato è compatibile con diverse piattaforme di analisi GIS, incluso il pacchetto QGIS.

L'approccio di entrambi gli algoritmi GWA e NEWA è simile e procede con la soluzione del campo fluidodinamico a livello planetario su larga scala (*Mesoscale*) e processa le informazioni di mesoscala con algoritmi in grado di processare le caratteristiche orografiche del territorio su micro-scala.

Una analisi di dettaglio dell'incertezza delle stime degli algoritmi NEWA e GWA va oltre le finalità del presente documento. GWA dichiara nella parte validazione un errore medio assoluto per la velocità media a terra (rispetto a misure a terra di 35 nazioni) pari al 14%.

Per quanto riguarda la presente analisi dei dati di vento riguardanti il territorio ligure (a terra e a mare) è stato riscontrato un generale accordo tra le due piattaforme di calcolo per i dati a terra. Si vedano per esempio i dati contenuti nella Figura 10 inerenti alla densità di potenza del vento nell'area della Provincia di La Spezia. Le scale cromatiche della potenza (in W/m^2) per le due rappresentazioni hanno gli stessi limiti superiore ed inferiore e lo scostamento tra le stime è al tipicamente 50 W/m^2. Per la località di coordinate (44.066127°, 9.816017°) -crinale sopra Portovenere- le stime di GWA e NEWA valgono rispettivamente 950 e 905 W/m^2.

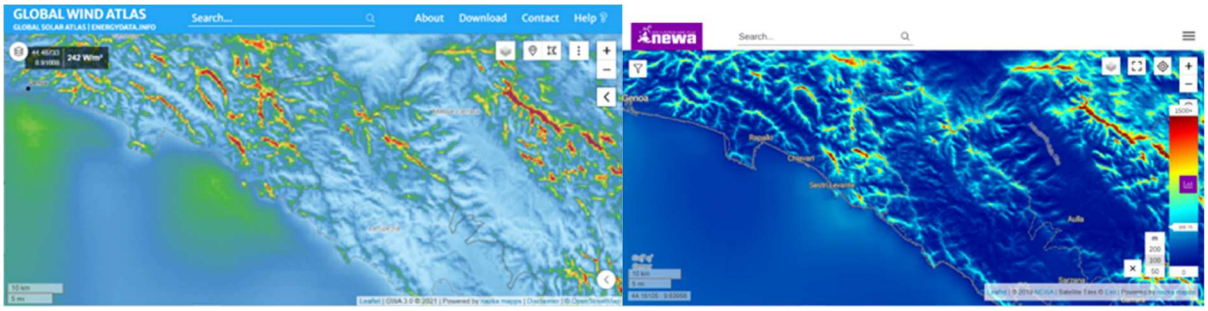


Figura 9. Confronto tra le stime della densità di potenza del vento (W/m^2) per la provincia di La Spezia secondo gli Atlanti GWA e NEWA

Il Confronto con dati misurati da stazioni anemometriche situate il Liguria è possibile soltanto per poche località e permane l'incertezza legata al fatto che le misure sono in genere effettuate in prossimità del suolo e in contesti urbanizzati. Il riferimento [14] per citare un esempio fornisce per la località "Capo Mele" una densità di potenza P" pari a 240 W/m^2 e una velocità media pari a 4,4 m/s. GWA e NEWA, a 50m da terra e in prossimità della sommità di tale promontorio, forniscono 1.300 W/m^2 e 8 m/s rispettivamente.

4.2 Caratteristiche del vento nel mare Ligure

Il Mare Ligure è caratterizzato da fondali che raggiungono diverse centinaia di metri di profondità già a pochi chilometri dalla costa.

Il limite degli 80 m di profondità (considerato a riferimento per la fattibilità offshore) è quasi sempre collocato entro i 2 km dalla costa, (si veda Figura 10).



Figura 10 - Limiti batimetrici con profondità 80metri (in bianco), secondo Global Wind Atlas [13].

Nella zona di Capo Noli i fondali raggiungono I 500 metri di profondità a 4 km dalla costa. La sola zona prospiciente La Spezia ha fondali con profondità inferiore a 80 metri anche a distanze dalla costa fino a 10 km. Questo aspetto, se si considera quanto presentato più sopra a riguardo degli impianti offshore esistenti al mondo [5], limita fortemente le applicazioni eoliche a mare in Liguria, anche senza considerare i vincoli ambientali esistenti in certe parti del Mar Ligure

Per quanto riguarda le stime inerenti il vento a mare, lo scostamento di accordo tra GWA e NEWA è percentualmente maggiore rispetto a quanto accada per I venti a terra. Per l'ingresso del Golfo di La Spezia (coordinate 44.034228°, 9.89989) GWA e NEWA forniscono rispettivamente 215 e 170 W/m^2.
Per la zona a mare più ventosa del Mare Ligure (4km al largo di Capo Noli, profondità del fondale 500m) le stime sono 1.000 e 600 W/m^2 per GWA e NEWA rispettivamente (Figura 11).

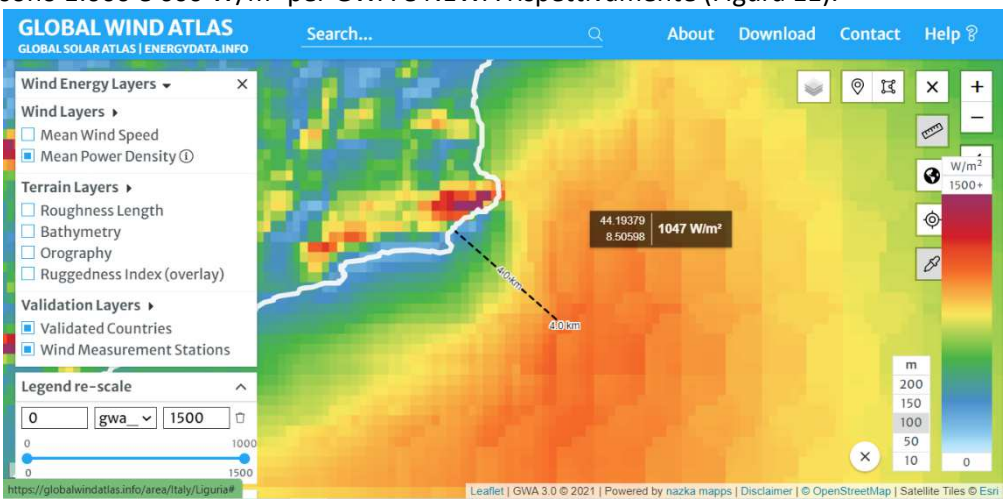


Figura 11 - Mappa della densità di potenza del vento secondo GWA Atlas per la zona di mare prospiciente Capo Noli. La profondità del fondale a 4km dalla costa raggiunge 500m.

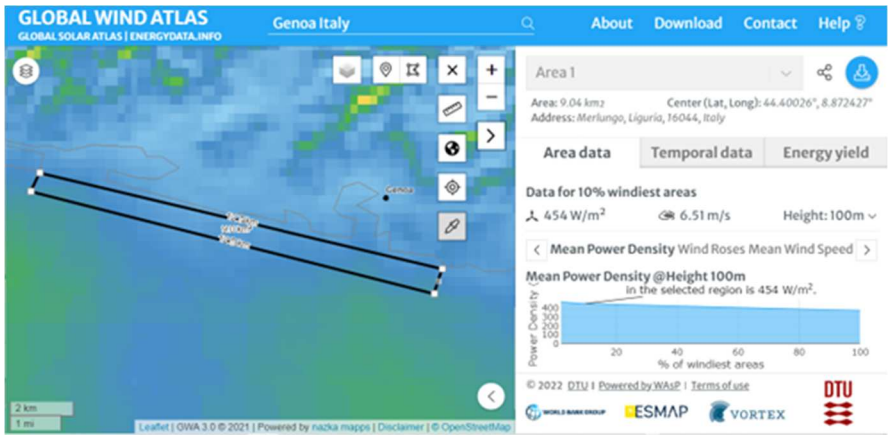


Figura 12 - Mappa della densità di potenza del vento secondo GWA Atlas per la zona della diga del Porto di Genova. Il valore più elevato (10mo percentile) è 454 W/m^2.

Nella zona di Genova, nella posizione dell'attuale diga a difesa del porto, le due Mappe GWA e NEWA sono concordi nell'attribuire densità di potenza P" intorno a 450 W/m^2 (Figura 12).
In generale secondo GWA e NEWA il Mar Ligure è caratterizzato da densità di potenza del vento raramente superiori a 800W/m^2, mentre tutta una serie di crinali appenninici, compresi quelli in Provincia di Savona dove già sono installati parchi eolici, sono caratterizzati da Densità di potenza comprese tra 1.200 e 2.000 W/m^2.

5. Calcolo del potenziale eolico a terra della regione Liguria

Questa analisi è stata effettuata processando i dati di NEWA Atlas che consentono di esportare le mappe di vento, inclusa la densità di potenza P" in formati compatibili con le piattaforme GIS.
In questa maniera è stato possibile sovrapporre le mappe di vento alle altre mappe tematiche, inclusa la mappa dei Comuni liguri, quella dei Parchi Naturali (PAN), quella delle aree vincolate (AVB) individuate dalla carta "Aree non idonee alla realizzazione di impianti eolici di tipo industriale" [16].
È stata considerata anche la mappa relativa agli impianti eolici già installati, per escludere le relative zone dal conteggio dei crinali di interesse. Dalla visualizzazione di tale mappa, sovrapposta con la mappa della densità di potenza, si nota che gli impianti esistenti si trovano spesso in zone che non sono

contrassegnate come molto ventose secondo i dati NEWA Atlas (molti impianti si trovano in zone contrassegnate fra i 400 e i 600 W/m^2, a fronte di molti crinali che superano i 1000).
La matrice tridimensionale della potenza P" è stata processata in automatico grazie ad alcuni script in ambiente QGIS. In questa maniera è stato possibile enucleare tutti i pixel inerenti alle porzioni di crinale ligure con valori di densità di potenza superiori ad una determinata soglia di interesse per applicazioni eoliche. Individuati tutti i tratti di crinale di interesse, ne è stata calcolata l'estensione in chilometri e ne è stata fatta la somma per ogni provincia ligure.

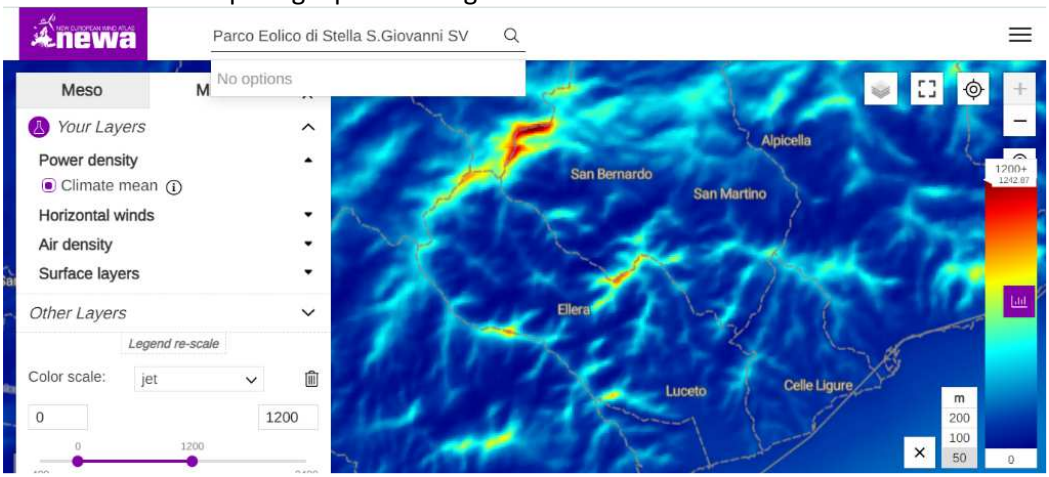


Figura 13 – Mappa della densità di potenza del vento secondo NEWA Atlas i crinali della zona di Stella S. Giovanni (SV)

Sono state individuate due soglie di interesse: 800 e 1.200 W/m^2 (P_{800}, P_{1200}). Per entrambe le soglie sono state calcolate le estensioni complessive di crinale (in chilometri) per ogni provincia, escludendo le aree PAN in un sottocaso e le aree (PAN+AVB) in un secondo sottocaso.
La soglia 800 W/m^2 fa riferimento alle condizioni di vento (secondo GWA e NEWA) presenti presso l'impianto eolico di Varese Ligure (44.414°, 9.641577°). La soglia 1.200 fa riferimento alle condizioni di vento dei crinali savonesi di Stella S. Giovanni, sia secondo GWA che NEWA (Figura 13).
L'elaborazione di tutti i dati in ambiente QGIS e le operazioni booleane relative alla sovrapposizione delle aree PAN e AVB ha consentito di costruire una mappa dei crinali con densità di potenza eccedente le soglie assegnate.
Per il calcolo della potenza nominale installabile per unità di lunghezza di crinale e per la complessiva lunghezza utile di crinale per provincia, sono stati nuovamente presi in considerazione due reali parchi eolici liguri, quello di Stella S. Giovanni e quello di Rocche Bianche. Essi rappresentano due diverse tipologie di Parco Eolico Ligure.
Il Parco di Stella, in attività da più lungo tempo, è caratterizzato da turbine di piccola taglia (Enercon 0,8 MW), collocate a una distanza media L una dall'altra di circa 150metri (assegnato il diametro di rotore D, la distanza adimensionale L/D è pari a circa 3.2 (Elaborazione Dime/Unige).
Il Parco di Rocche Bianche (Figura 15) è un recente impianto, che utilizza turbine di taglia e diametro maggiore (Enercon 2,3 MW). In questo impianto L/D è pari a circa 1,9 (Elaborazione Dime/Unige).

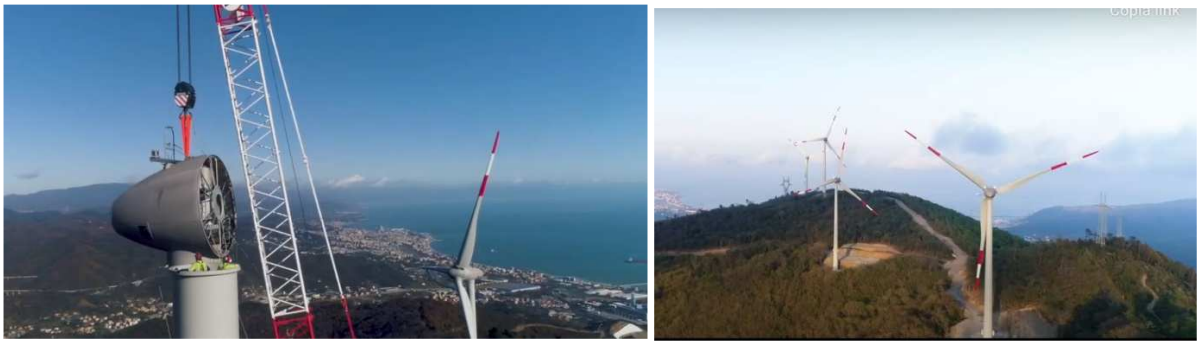


Figura 14 - Vista aerea del Parco Eolico di Rocche Bianche (SV) [17]

Sulla base delle informazioni di cui sopra, è stato possibile calcolare la potenza per unità lunghezza di cresta P'_{crest} per i due casi di riferimento (pedice ST e pedice RB per i casi Stella e Rocche Bianche, rispettivamente), che è risultata:

$$P'_{crest,ST} = 5{,}21 \text{ MW/km} \qquad P'_{crest,RB} = 10 \text{ MW/km}$$

Sulla base di tutte le considerazioni qui sopra e della procedura di analisi e processamento dei dati GIS della potenza P", è stato possibile per ogni provincia Ligure individuare le lunghezze di crinale con densità di potenza superiore alle due soglie $P"_{800}$ e $P"_{1200}$.
Da questa lunghezza complessiva per provincia ne è stata selezionata una complessiva frazione (cautelativa) pari rispettivamente al 15% e al 20%, per tenere conto che non tutti i crinali idonei (con densità di potenza eligibile e non vincolati PAN e AVB) sono realmente accessibili o consentono di realizzare accessi con costi sostenibili e impatti ambientali compatibili.

Sono stati infine individuati tutti gli aerogeneratori già esistenti in Liguria al 2022 (eccetto quanto in fase di realizzazione in località Suture del Cuculo).
Dalle lunghezze di crinale calcolate (con frazioni complessive pari al 15% e al 20%) sono state infine sottratte le lunghezze di crinale già occupate da parchi eolici al 2022, sulla base delle informazioni georefenziate che sono state implementate da DIME/UNIGE in una mappa GIS apposita (Figura 15, caso denominato AERO).

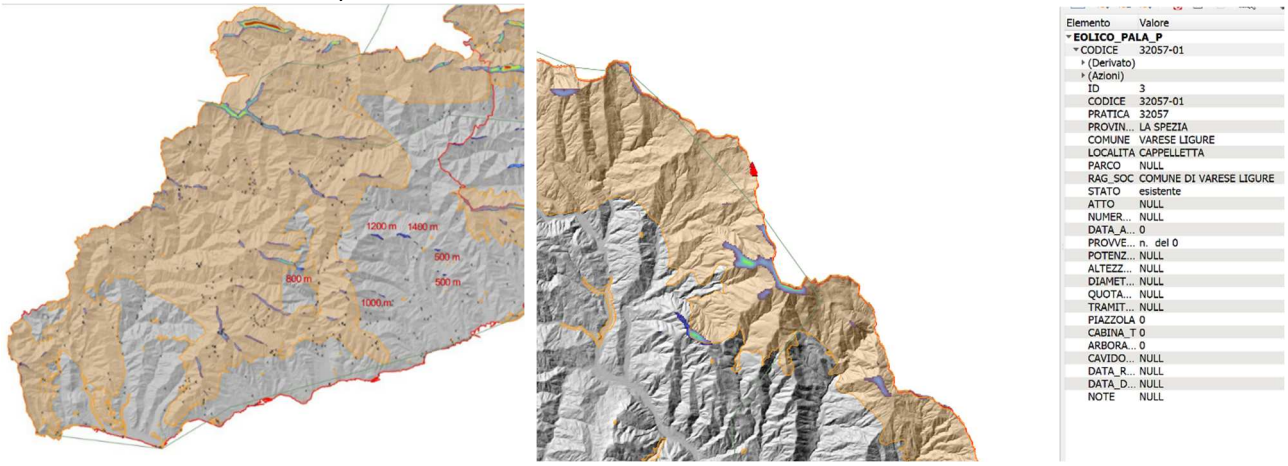


Figura 15 - Mappe GIS dei crinali non appartenenti a Parchi Naturali e a zone non idonee con densità di potenza eolica superiore alla soglia assegnata. A sinistra, provincia di Imperia soglia P"800. A destra provincia di La Spezia zona nord, soglia P"800, con sovrapposizione degli aerogeneratori esistenti (Elaborazione DIME/UNIGE)

I risultati in forma sintetica di questa complessa elaborazione sono riassunti nella tabella sottostante, che riporta, provincia per provincia, la potenza installabile per le due casistiche di potenza P"800 e P"1200, per le due casistiche Escluso PAN ed Escluso PAN+AVB+AERO, e per le frazioni applicate 15% e 20%.
Si fa osservare che il caso (PAN+AVB) e il caso (PAN+AVB+AERO) differiscono soltanto per complessivi 0,75 km per la soglia P" = 1.200 W/m^2 e 2,9 km per la soglia P" = 800 W/m^2.
La tabella 1 considera la soglia 1.200 W/m^2 e applica un peso pari a 0,15 alla lunghezza complessiva dei crinali che possiedono densità di potenza superiore alla soglia. La tabella 2 riporta i corrispondenti valori calcolati per soglia P"=800 W/m^2, sempre per una frazione complessiva di lunghezza di cresta pari al 15% delle creste che eccedono la potenza di soglia.
Le tabelle 3 e 4 sono analoghe alle tabelle 1 e 2, ripetendo i calcoli per una frazione di creste ammessa pari al 20%.

Tabella 1. Soglia P" = 1200 W/m^2 Frazione di creste ammessa = 15%				
Provincia	Potenza complessiva caso ST|PAN [MW]	Potenza complessiva caso RB|PAN [MW]	Potenza complessiva caso ST|PAN+AVB+AE [MW]	Potenza complessiva caso RB|PAN+AVB+AE [MW]
Imperia	18,6	35,7	0	0
Savona	33,2	63,8	2,0	3,9
Genova	18,8	36,0	8,1	15,6
La Spezia	1,7	3,2	0	0
LIGURIA	**72,2**	**138,7**	**10,2**	**19,5**

Tabella 2. Soglia P" = 800 W/m^2 Frazione di creste ammessa = 15%				
Provincia	Potenza complessiva caso ST|PAN [MW]	Potenza complessiva caso RB|PAN [MW]	Potenza complessiva caso ST|PAN+AVB+AE [MW]	Potenza complessiva caso RB|PAN+AVB+AE [MW]
Imperia	74,8	143,6	4,2	8,1
Savona	68,7	131,9	16,9	32,4
Genova	69,1	132,7	47,1	90,5
La Spezia	10,4	20,0	1,1	2,1
LIGURIA	**223,0**	**428,1**	**69,3**	**133,1**

Tabella 3. Soglia P" = 1200 W/m^2 Frazione di creste ammessa = 20%				
Provincia	Potenza complessiva caso ST|PAN [MW]	Potenza complessiva caso RB|PAN [MW]	Potenza complessiva caso ST|PAN+AVB+AE [MW]	Potenza complessiva caso RB|PAN+AVB+AE [MW]
Imperia	24,8	47,6	0	0
Savona	44,3	85,0	2,7	5,2
Genova	25,0	48,0	10,8	20,8
La Spezia	2,2	4,3	0	0
LIGURIA	**96,3**	**184,9**	**13,5**	**26,0**

Tabella 4. <Soglia P" = 800 W/m^2 Frazione di creste ammessa = 20%				
Provincia	Potenza complessiva caso ST|PAN [MW]	Potenza complessiva caso RB|PAN [MW]	Potenza complessiva caso ST|PAN+AVB+AE [MW]	Potenza complessiva caso RB|PAN+AVB+AERO [MW
Imperia	99,7	191,5	5,6	10,8
Savona	91,6	175,8	22,5	43,2
Genova	92,1	176,9	62,9	120,7
La Spezia	13,9	26,6	1,5	2,8
LIGURIA	**297,3**	**570,8**	**92,4**	**177,5**

L'analisi svolta, sulla base dei dati di densità di potenza del vento disponibili nelle mappe NEWA e GWA, indicano come sembra essere possibile aumentare il parco eolico onshore ligure in un range di valori compreso tra 20 e 177 MW, avendo escluso le Aree Parco (PAN), le Aree di Bellezza d'Insieme (AVB), i crinali liguri già sede di parchi eolici. Tali potenze, assegnato un EPR di 2000kWh/kW/yr, corrispondono rispettivamente a 40 e 354 GWh/yr.

Le potenze che sono state calcolate si riferiscono a due diverse soglie di densità potenza del vento ritenute di interesse e per due diverse frazioni di utilizzabilità dei crinali, poste rispettivamente pari, come criterio conservativo, al 15% oppure 20% della lunghezza dei crinali eccedenti la soglia di densità di potenza.

Riferimenti bibliografici

[1] IEA, Wind Electricity Report 2022, Paris, https://www.iea.org/reports/wind-electricity

[2] "Getting fit for 55 and set for 2050" Report, giugno 2021, etipwind.eu, windeurope.org

[3] Rapporto Statistico GSE – Energia da fonti rinnovabili in Italia, 2021, https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202020.pdf

[4] Communication from the commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (maggio 2022)

[5] Irena, Report Renewable Power Generation Costs in 2021, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021_Summary.pdf

[6] https://www.principlepower.com/projects/kincardine-offshore-wind-farm

[7] Office of energy efficiency & renewable energy (USA), https://www.energy.gov/eere/wind/wind-energy-technologies-office

[8] https://www.iwes.fraunhofer.de

[9] A.Ouammi, H. Dagdougui, R. Sacile, A.Mimet, Monthly and seasonal assessment of wind energy characteristics at four monitored locations in Liguria region (Italy), Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 14, Issue 7, 2010, pp 1959-1968

[10] Rapporto Statistico GSE – Energia da fonti rinnovabili in Italia, 2017

[11] https://renexia.it/eolico/taranto-offshore

[12] https://atlanteeolico.rse-web.it/start.phtml

[13] https://globalwindatlas.info/en

[14] https://map.neweuropeanwindatlas.eu

[15] U. Ayr, Wind data analysis and wind energy potential in Italy, J.Environmental Science, 2014

[16] Geoportale Regione Liguria, https://geoportal.regione.liguria.it

[17] https://www.ferasrl.it

Allegato 6 PEAR 2030 – Estratto Linee Guida per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili (DGR 1122/2012- abrogata)

2. IMPIANTI EOLICI

2.1 Elementi per il corretto inserimento paesistico e territoriale

Con riferimento alla collocazione di impianti eolici si richiamano integralmente i punti delle Linee Guida Nazionali come di seguito specificati, chiarendo che la sussistenza del maggior numero possibile di questi indicatori costituisce elemento per la valutazione positiva dei progetti:

- collocazione preferenziale al di fuori delle zone NI (sotto tutti gli assetti), delle zone SU ed IU di PTCP;
- collocazione in fregio a viabilità esistente e con caratteristiche adeguate al trasporto delle componenti dell'impianto;
- progettazione ottimale per il sito, volta, a parità di potenza installata, a ridurre il numero degli aerogeneratori allo scopo di limitare il consumo di suolo, l'effetto barriera nei confronti della fauna e l'impatto sul paesaggio;
- utilizzo previo adeguamento di tracciati di accesso preesistenti alle singole piazzole ovvero minimali interventi di adeguamento del fondo e successivo ripristino;
- mantenimento del fondo naturale per la viabilità di servizio;
- minima distanza dalla rete elettrica;
- interramento dei cavidotti a media e bassa tensione dell'impianto e di collegamento alla rete elettrica esclusivamente lungo viabilità esistente. Solo in caso di accertata difficoltà tecnico-economica sono ammesse soluzioni alternative;
- inserimento delle cabine di consegna o similari per quanto possibile in manufatti preesistenti e mitigazione delle stesse; integrazione della cabina di trasformazione nell'aerogeneratore;
- distanza in linea d'aria non meno di 50 volte l'altezza massima dalle principali emergenze storiche, architettoniche, archeologiche, naturalistiche e dai punti di vista panoramici da cui l'impianto è visibile;
- distanza minima di ciascun aerogeneratore da unità abitative pari alla gittata massima degli elementi rotanti in caso di rottura accidentale, e comunque non inferiore allo sviluppo verticale complessivo dell'aerogeneratore stesso;
- distanza minima tra due torri pari ad almeno 5 diametri del rotore nella direzione prevalente del vento e ad almeno 3 diametri del rotore nella direzione perpendicolare a quella prevalente del vento, e comunque collocazione tale da non creare effetto "barriera" e/o effetto "selva"; previsione di idonei interventi compensativi (razionalizzazione di impianti obsoleti, di tralicci, di linee elettriche aeree a media e bassa tensione, etc.);previsione di adeguato ripristino sia morfologico che vegetazionale del sito al termine della vita utile dell'impianto;
- individuazione dei siti sulla base dell'idoneità morfologica, così da garantire, a fine esercizio dell'impianto eolico, ed effettuati i necessari interventi di ripristino e rinaturalizzazione, l'assenza di alterazioni rispetto alla morfologia originaria;
- collocazione preferenziale in aree di riconversione ovvero da riqualificare o con pregressa destinazione produttiva;
- producibilità specifica, da stimarsi per gli impianti industriali sulla base di un rilievo anemologico e anemometrico nel sito di interesse della durata di non meno di un anno, non inferiore alle 2100 ore equivalenti. Le misurazioni devono essere fatte conformemente alle norme internazionali per la misura dei parametri meteo, tra i quali il vento, di cui alla guida della World Meteorological Organization;
- limitazione dell'intervisibilità degli impianti valutando caso per caso sia l'intrusione visiva che l'impatto cumulativo;
- progettazione e gestione unitaria ottimale rispetto al sito dal punto di vista ambientale, paesaggistico e di potenzialità di allaccio alla rete di distribuzione, non modulabile per

ampliamenti successivi, allo scopo di minimizzare gli impatti in fase di cantiere ed in fase sia manutentiva che gestionale;
- progettazione unitaria in corrispondenza di areali intercomunali, promuovendo accordi fra le Amministrazioni, volti ad ottimizzare le condizioni di inserimento ambientale degli impianti e a realizzare l'obiettivo della massima condivisione dei vantaggi derivanti dall'intervento;
- in caso di impatti di interesse interregionale, acquisizione del parere di fattibilità da parte degli Enti confinanti (Comune/i, Provincia/e);
- utilizzo di torri tubolari anziché a traliccio;
- utilizzo di aerogeneratori a bassa velocità di rotazione delle pale;
- utilizzo di gruppi di turbine tra loro omogenee piuttosto che singole macchine tra loro difformi disseminate sul territorio;
- massimo sfruttamento dei siti idonei favorendone la producibilità aumentando per quanto possibile la taglia dei singoli aerogeneratori e diminuendo conseguentemente il loro numero complessivo;
- accorgimenti per rendere visibili le macchine, ai fini della sicurezza dell'impianto e della salvaguardia dell'avifauna, compatibilmente con le esigenze di mitigazione paesaggistica.

2.2 Contenuti della documentazione necessaria allo svolgimento delle procedure di verifica di assoggettabilità alla VIA (screening) e VIA.

Oltre alla documentazione generale di cui al punto 13 della Linee Guida Nazionali le istanze di screening e VIA dovranno essere corredate dalla seguente documentazione.
- progetto dell'impianto e delle opere connesse (viabilità, infrastrutture energetiche, cabine di consegna, aree cantiere, etc.), con localizzazione degli aerogeneratori su cartografia di scala adeguata; dettaglio planimetrico e sezioni riferite sia alla fase di cantiere che ai ripristini morfologici finali, sia lungo la viabilità che è oggetto di interventi di adeguamento che in corrispondenza delle piazzole di montaggio e degli aerogeneratori;
- indicazione delle principali soluzioni alternative possibili, con motivazione della scelta compiuta;
- studio sulle potenzialità anemologiche del sito su base almeno annuale, e relativa stima della producibilità degli impianti, conformemente alle norme internazionali per la misura dei parametri meteo, tra i quali il vento, di cui alla guida della World Meteorological Organization;
- in caso di ampliamento o affiancamento ad impianti esistenti, dati anemometrici e di produzione elettrica dell'impianto esistente. Può esserne, dietro esplicita richiesta, garantita la riservatezza;
- attestazione che gli aerogeneratori utilizzati sono certificati IEC 61400, e applicano la miglior tecnologia disponibile;
- relazione geologica e verifiche di stabilità relative alle fondazioni degli aerogeneratori, ed analisi delle eventuali opere di interramento dei cavidotti, finalizzata anche ad evitare il rischio di fenomeni erosivi;
- relazione di impatto acustico sottoscritta da tecnico abilitato, qualora presenti recettori sensibili potenzialmente impattati; ipotesi di variante alla zonizzazione acustica comunale;
- definizione degli impatti sulle componenti bionaturalistiche del sito, anche in termini di interferenza con le funzioni ecologiche degli habitat e delle specie faunistiche presenti nel sito e/o nelle aree limitrofe (Rete Ecologica Regionale - REL, aree di caccia di predatori, aree di nidificazione, modifica e/o sostituzione delle formazioni vegetali, etc.), derivanti dalle aree cantiere, dagli impianti e dalle opere connesse (ivi compreso l'interramento dei cavidotti). Nel caso di interessamento diretto o indiretto di aree definite SIC ai sensi della Direttiva 92/43/CEE deve essere redatta specifica valutazione di incidenza;
- monitoraggio dell'avifauna e della chirotterofauna, utilizzando lo schema di protocollo in Allegato 1, che costituisce riferimento utile, da adattare ai casi specifici garantendone i contenuti minimi, sia per la ricognizione preliminare degli elementi sensibili presenti nell'ambito territoriale di riferimento della proposta di progetto, sia per il monitoraggio pre- e post-realizzazione;

- definizione del bacino visivo dell'impianto eolico, cioè della porzione di territorio visibile dall'impianto e da cui l'impianto è visibile con e senza copertura vegetata;
- ricognizione delle principali emergenze storiche, architettoniche, archeologiche naturalistiche e dei punti di vista panoramici da cui l'impianto è visibile (distanti in linea d'aria non meno di 50 volte l'altezza massima del più vicino aerogeneratore);
- descrizione rispetto a questi punti di vista prioritari dell'interferenza visiva dell'impianto in termini di ingombro dei coni visuali ed alterazione del valore panoramico;
- documentazione relativa alle misure di mitigazione dell'impatto visivo previste;
- valutazione dell'interferenza rispetto alla propagazione delle telecomunicazioni o di segnali radio di varia natura in caso di prossimità a punti di trasmissione/ricezione;
- entità della produzione e modalità di smaltimento degli olii derivanti dal funzionamento a regime del parco eolico;
- piano economico – finanziario, comprendente anche i costi dello smantellamento e del ripristino finale dei luoghi, a garanzia della corretta esecuzione delle opere e della rimessa in pristino dei luoghi.

Allegato 7 PEAR 2030 – Schema di sintesi dei siti potenzialmente idonei all'installazione di impianti eolici

ALLEGATO 1 DCR 3/2009

SCHEMA DI SINTESI DEI SITI POTENZIALMENTE IDONEI ALL'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI EOLICI

I siti sono descritti in sequenza geografica, da ovest verso est; per quelli con valutazione positiva è fatta salva l'osservanza delle indicazioni particolari specificamente formulate, ma non esistono elementi ostativi alla prosecuzione delle analisi conoscitive e della relativa progettazione. per alcuni è indicata la necessità di ulteriori approfondimenti. Esulano dallo strumento e non sono pertanto mappati gli impianti realizzabili in ambiti urbanizzati ed il micro-eolico. La potenzialità complessiva installabile per l'eolico in Liguria è stimabile in 120 MW.

COMUNE		PROPOSTA SITO INDIVIDUABILE	NOTE E CONDIZIONI	VALUTAZIONE
ARMO	02 IM		da rivedere data la vicinanza con la rotta e i primi esiti del monitoraggio, comunicati informalmente. Il sito si colloca in un ambito di valico che sembra integralmente interessato dal transito dell'avifauna, occorre verificare la possibilità di individuare una collocazione ottimale che scongiuri effetto barriera, sottrazione di habitat e rischio di impatto.	da approfondire
Cosio d'Arroscia	IM	si; da relazione tecnica, la previsione è per aerogeneratori da 400 kW	area non idonea (SIC IT1313712 Cima Pian Cavallo e Bric Cornia) - peraltro l'indicazione progettuale (aerogeneratori di piccola taglia, con velocità di rotazione elevata) rende l'intervento maggiormente critico dal punto di vista ambientale e poco rilevante da quello produttivo	negativa
Castelvecchio di Rocca Barbena	SV	si	presenza importante punto di passo a 500 m e vicino impianto di Erli - possibile effetto barriera - intervisibilità	negativa
Aurigo	IM	si - richiamato accordo con Caravonica per crinale di Guardiabella; poiché il comune di Aurigo non confina con Caravonica ma è interposto Borgomaro, si suppone ci si riferisca al crinale che da Monte Guardiabella si sviluppa verso il Colle di S. Bartolomeo	il crinale in oggetto nella porzione di Aurigo è interessato dalla presenza di Aquila chrysaetos e altri rapaci, colle S. Bartolomeo è un punto di passo importante, la porzione intermedia è tangente un SIC - non sembrano sussistere le condizioni per la progettazione tali da garantire le distanze minime a tutela degli elementi di pregio rilevati	negativa

Caravonica	IM	si - citato accordo con Aurigo per iniziativa congiunta sul crinale di Guardiabella - vedi punto precedente - forniscono convenzione con privato stipulata nel 2004, in merito alla quale non si è avuto alcun contatto	il crinale in oggetto nella porzione di Aurigo è interessato dalla presenza di Aquila chrysaetos e altri rapaci, colle S. Bartolomeo è un punto di passo importante, la porzione intermedia è tangente un SIC - non sembrano sussistere le condizioni per la progettazione tali da garantire le distanze minime a tutela degli elementi di pregio rilevati	negativa
Cervo	IM	si	visibile dalla costa e dall'autostrada, interferente con il nucleo storico che è un'emergenza paesistica tutelata - prossimità con la rotta migratoria costiera, ricade all'interno di una zona importante per Circaetus gallicus, sono inoltre presenti stepping stones per specie di ambienti aperti (specie target: Caprimulgus europaeus; Lanius collurio; Lullula arborea)	negativa
Erli	SV	istanza ampliamento	le conoscenze bionaturalistiche acquisite successivamente alla valutazione positiva della proposta testimoniano la sensibilità del sito - il progetto valutato positivamente e di prossima realizzazione rappresenta la soluzione ottimale nel contesto, per quanto attiene gli aspetti morfologici, paesistici ed infrastrutturali, e pertanto non ne è concepibile un ampliamento	negativa
Bardineto	SV	si	già comunicata a suo tempo la non ammissibilità per criticità bionaturalistiche di notevole rilievo - il Giogo di Toirano è all'interno del SIC IT1324011 M. Ravinet - Rocca Barbena, in cui è presente in modo significativo avifauna di cui all'Allegato I alla direttiva Uccelli, nonchè punto di passo per avifauna migratoria, come peraltro testimoniato dalla morfologia.	negativa
Vezzi Portio	SV	si (zona Monte Alto)	corrisponde con un importante punto di passo	negativa
Plodio	SV	si ,2 siti	preverifica positiva sito 1, negativo sito 2 (adiacente area non idonea ex DGR 966/02)	positiva per sito 1
RIALTO, MALLARE, ORCO FEGLINO	01 SV	SITO IDONEO PGC 19/08 - osservazioni 01SV: richiesta riperimetrazione fino a Bric Pra Boe (accordo con il Comune di Orco Feglino)	L'impianto nel territorio comunale di Rialto è stato recentemente valutato ambientalmente fattibile (decreto di screening n. 297 del 12.09.08). Per quanto concerne l'impianto di Mallare - Orco Feglino esiste una convenzione sottoscritta ed è in corso di definizione la progettazione da parte dell'operatore	sito confermato - approfondimenti a scala di progetto

			convenzionato. La fattibilità dell'ampliamento richiesto nella porzione limitrofa all'area di interesse per il gufo reale dovrà essere verificata a scala progettuale, come anche la contiguità con una zona importante per Pernis apivorus e con un'area di passo	
Massimino (Murialdo)	SV	si; la località individuata è un crinale al confine con Murialdo, che è quindi territorialmente interessato ma che segnala un'altra collocazione possibile (vedi oltre)	intercomunale con Murialdo, individua un crinale che si sviluppa a nord al confine fra Murialdo ed il Piemonte, è intercluso fra due SIC, è completamente boscato e presenta viabilità vicina al crinale solo ai due estremi, quelli più prossimi ai SIC - la progettazione è vincolata al mantenimento di una distanza congrua rispetto ai SIC (da valutarsi anche sulla base delle risultanze dei monitoraggi richiesti, comunque non meno di 1 km), alla minimizzazione delle opere accessorie, all'acquisizione dell'assenso piemontese (se interessato paesisticamente ovvero per le opere accessorie), alla salvaguardia della funzione ecologica di corridoio per specie boschive (Pernis apivorus, Dryocopus martius) - si presume la fattibilità di un impianto di taglia molto contenuta	positiva, ma progettazione condizionata
Murialdo	SV	Colla S. Giovanni	al confine con area 966/02 SIC IT 1322122 Croce della Tia rio Barchei	negativa (vedere alternativa al confine con Massimino)
ALTARE, QUILIANO	02 SV	SITO IDONEO PGC 19/08	la progetttazione dovrà tenere conto della vicinanza di una zona importante per Bubo bubo e di una zona importante per Circaetus gallicus	confermato
VADO, QUILIANO	03 SV	SITO IDONEO PGC 19/08 - richiesto dal comune di Quiliano un nuovo inserimento: loc. Cimamontana su terreni privati - non trovata; potrebbe essere Cima Montà? - e riperimetrazione 03SV in direzione Cima delle Rocche	se Cima Montà, località discarica rsu, presumibilmente poco vento; ampliamento perimetrazione 03SV fatto (meglio da questo lato che ci si allontana da zona Circaetus gallicus) - la progettazione dovrà comunque garantire il rispetto delle distanze dal SIC e la tutela delle stepping stones specie di ambienti aperti (specie target: Lanius collurio; Caprimulgus europaeus)	modificato 03 SV - cautele progettuali
Mioglia	SV	si, 2 siti	sito B escluso per la presenza della rotta migratoria, sito A preverifica positiva - possibile interazione con la rotta (comunque garanzia distanze minime non inferiori a 1,5 km) da verificare a scala progettuale	positiva per sito A, con cautele progettuali

Giusvalla	SV	proposto dalla provincia, al confine con Mioglia	non può ritenersi sostitutivo della proposta puntuale di Mioglia, in quanto sulla rotta migratoria - manca anche la strada di crinale.	negativa
Dego (Cairo Montenotte)	SV	si, 2 siti (coordinate gauss boaga)	una delle collocazioni è al confine con Cairo Montenotte e non presenta criticità rilevanti; quella di levante è invece molto vicina alla proposta di Mioglia e potrebbe creare problemi di intervisibilità ed effetto barriera	positiva per il sito di ponente al confine con Cairo Montenotte
Bergeggi	SV	si	area non idonea - proposte nel territorio comunale già valutate negativamente data la presenza della rotta migratoria costiera e la visibilità dalla costa	negativa
Celle Ligure	SV	si, zona di Terra Bianca	forse individuabile ambito con parziale visibilità dalla costa - in considerazione delle criticità paesistiche rilevate, l'intervento dovrà essere sottoposto, preventivamente all'attivazione dello screening, ad una verifica di prefattibilità paesistica, finalizzata a definire la soluzione progettuale in termini localizzativi, di dimensione dell'intero parco e dei singoli aerogeneratori eventualmente fattibile - rispetto delle distanze dalla rotta costiera (almeno 1,5 km)	positiva condizionata alla fattibilità paesistica
Ceranesi	GE	si, Piani di Praglia	già comunicata la non ammissibilità - area non idonea per vincolo paesistico e SIC - un'opzione alternativa è individuata nell'ambito 01GE che interessa parzialmente il territorio comunale	negativa
Cogoleto	GE	si	visibile dalla costa e dall'autostrada, rotta migratoria, zone importanti avifauna - vicino al SIC del Beigua. È da verificare la fattibilità di un impianto di piccola taglia (1 solo aerogeneratore)	da approfondire
Urbe	SV	proposto dalla provincia di SV, Piandell'Asta	area non idonea per SIC IT 1331402 del Beigua, prossimità alla ZPS del Beigua e presenza di Aquila chrysaetos	negativa
Mele	GE	istanza ampliamento	fattibile alle condizioni poste dallo screening sull'impianto in realizzazione	positiva condizionata
Varazze	SV	siti proposti dalla provincia: Ramognina, loc. Valle Santuario della Guardia, Monte Beigua	Ramognina è in area non idonea DGR 966/02 (SIC del Beigua); loc. Valle - Guardia al limite dell'area DGR 966/02 SIC del Beigua e prossimo alla rotta costiera; impianto sito antenne già trattato positivamente, condizioni progettuali	positiva condizionata per sito antenne
Stella	SV	2 siti mappati Pian dei Bagni e Collette Pesariondo più	Pian dei Bagni è all'interno del SIC del Beigua e ai confini del Parco, già comunicata l'inammissibilità - Collette Pesariondo non trovata	negativa

		svariate osservazioni		
Pontinvrea	SV	loc. Ghingherina, ampliamento	il progetto valutato positivamente e in corso di realizzazione rappresenta la soluzione ottimale per l'ambito, anche in termini di infrastrutturazione energetica; pertanto, non ne è concepibile l'ampliamento	negativa
GENOVA, CERANESI	01GE	SITO IDONEO PGC 19/08	è ridefinito il contorno per tenere conto della prossimità con la rotta migratoria e ridurre il rischio di interazione - cautele progettuali per tutela funzioni delle stepping stones specie ambienti aperti (specie target parte nord: Caprimulgus europaeus; Lanius collurio; parte sud: Caprimulgus europaeus; Lanius collurio)	confermato, con cautele progettuali
RONCO SCRIVIA	08GE	SITO IDONEO PGC 19/08	un comitato cittadino contrario ha formulato osservazioni critiche, come anche il WWF, e fornito una relazione del prof. Spanò che attesta presenza di specie avifauna Allegato I dir 79/409 sul crinale tra Monte Porale e Bric del Fuoco. Ambito riperimetrato per tenere conto dell'istanza di Isola del Cantone	confermato - valutazioni di merito sul progetto il cui iter valutativo è stato attivato
VALBREVENNA, CROCEFIESCHI, VOBBIA	02GE	SITO IDONEO PGC 19/08	osservazioni del comitato cittadino contrario all'impianto; presentano anche relazione UNIGE: specie potenzialmente sensibili alla presenza di un impianto eolico: Lullula arborea - Lanius collurio - Rhinolophus ferrumequinum. Dai dati a disposizione risultano stepping stones specie ambienti aperti su tutto il crinale (Lanius collurio)	confermato - con cautele progettuali - vedere anche proposta Valbrevenna
Valbrevenna	GE	parere critico sul sito 02GE (problemi vari più comitato contrario) - la provincia propone come sito alternativo Monte della Croce, Monte Banca loc. Serrano	il sito alternativo proposto non presenta particolari criticità dal punto di vista naturalistico; la viabilità è solo di valico, non di crinale, il che lascia presumere la possibilità di sviluppare un impianto di taglia contenuta; la rete è presente, come anche il vento secondo l'Atlante CESI. Nell'ipotesi di realizzare l'impianto di Valbrevenna, Crocefieschi e Vobbia - 02GE, questa opzione risulta molto vicina in linea d'aria e sicuramente intervisibile, per cui la si ritiene fattibile in alternativa allo 02GE, qualora non si creassero le condizioni per realizzare quest'ultimo (visto il comitato locale contrario)	positiva, in alternativa al sito 02GE qualora non si riuscisse a realizzarlo

Montoggio - Sant'Olcese	GE	si - proposto dalla provincia di GE	rischio di effetto barriera con ambito 03 GE, limitrofo SIC IT 1331721, a circa 2 km rotta Genova-Scoffera, stepping stones per specie di ambienti aperti (specie target: Lanius collurio; Caprimulgus europeaus), corridoio per specie di ambienti aperti (Caprimulgus europaeus; Lanius collurio). La viabilità ha sviluppo limitato sul crinale; l'ambito Montoggio Davagna 03GE, che si conferma (vedi), sembra presentare caratteristiche migliori. La realizzazione di entrambi, che sono molto vicini, creerebbe problemi di intervisibilità ed effetto barriera nei confronti dell'avifauna. non risulta alcuna segnalazione da parte del comune di S. Olcese.	negativa - vedere 03GE
Isola del Cantone	GE	richiesta generica - cita indagini anemologiche non specificate - la provincia di GE segnala i siti di Monte Brignone e Colle della Serra	Monte Brignone: limitrofo al Monte Porale, potrebbe rientrare nel ridisegno dell'impianto in questione, anche se risulta area boscata e non è evidente la viabilità. Colle della Serra non trovato, esiste Costa delle Serre, che come collocazione non sembra presentare particolari criticità e potrebbe essere utilizzata alternativamente al Monte Brignone.	positiva, da verificare in sede di progetto
MONTOGGIO DAVAGNA	03GE	SITO IDONEO PGC 19/08	ridisegnato per ottimizzare l'ambito alla luce dell'osservazione di Davagna e delle sensibilità di tipo naturalistico; vincolo della distanza di almeno 1 km dal SIC Val Noci - torrente Geirato - Alpesisa; è contiguo a zona importante per Caprimulgus europaeus e Lanius collurio, marginalmente interessato da stepping stone specie ambienti aperti (specie target: Caprimulgus europaeus; Lanius collurio).	sito confermato, riperimetrato, cautele progettuali
Davagna	GE	si	totale assenza di strade sul crinale individuato; è confermato, previa riperimetrazione con estensione della porzione in territorio di Davagna, il sito 03GE. Sono presenti stepping stones per specie di ambienti aperti (specie target: Caprimulgus europaeus; Lanius collurio)	negativa - ampliata la porzione nel territorio di Davagna del sito 03GE
Rondanina	GE	si	tangente al SIC del Brugneto ed al Parco dell'Antola, è un'area boscata in cui non è evidente viabilità né di crinale né di valico; il vincolo delle distanze da SIC e Parco sembra non consentire la collocazione di un impianto di taglia interessante	negativa
Fascia	GE	si	non sono presenti criticità di rilievo, c'è la viabilità mentre l'allaccio alla rete non è evidente	positiva

Gorreto	GE	si	area non idonea - SIC IT 1330905 del Parco dell'Antola	negativa
Propata	GE	si	tutto il comune ricade in area 966/02 (Parco Antola)	negativa
ROVEGNO	06GE	SITO IDONEO PGC 19/08 - richiesta riperimetrazione	la riperimetrazione interessa una porzione di crinale con rocce a vista di pregio paesistico, geomorfologico e bionaturalistico- cautele per stepping stones per specie di ambienti aperti (specie target: Lanius collurio; Caprimulgus europeaus)	riperimetrazione non ammissibile, si conferma la vecchia localizzazione
Bogliasco	GE	si	in considerazione delle criticità paesistiche rilevate, l'intervento dovrà essere sottoposto, preventivamente all'attivazione dello screening, a verifica di prefattibilità paesistica, finalizzata a definire la soluzione progettuale in termini localizzativi, di dimensione dell'intero parco e dei singoli aerogeneratori eventualmente fattibile - garanzia distanza minima dal SIC del Monte Fasce (1 km), tutela zona succiacapre Caprimulgus europaeus a nord e stepping stones per specie di ambienti aperti (specie target: Caprimulgus europaeus; Lanius collurio)	positiva condizionata alla fattibilità paesistica e alla distanza dal SIC
Rezzoaglio	GE	si	la progettazione dovrà farsi carico di garantire la distanza minima dal vicino SIC L. Marcotto - Roccabruna - Gifarco - L. d. Nave (almeno 1 km), e dalla rotta Valli Aveto Sturla (almeno 1,5 km)	positiva, cautele progettuali
Santo Stefano d'Aveto	GE	si	si rivaluta un sito potenziale precedentemente escluso, in quanto complessivamente presenta meno criticità di quello proposto (che è a circa 1 km dalla rotta migratoria, interessa una zona importante per Lanius collurio e un corridoio specie ambienti aperti (specie target: Caprimulgus europaeus; Lullula arborea; Lanius collurio), è molto vicino al SIC del Parco dell'Aveto)	positiva per sito potenziale 09GE
Né	GE	si, 2 siti mappati, per entrmbi sono citate convenzioni preliminari stipulate nel 2007	sito A Monte Capra in area 966/2 (SIC IT 1342806 Monte Verruga, Monte Zenone, Roccagrande, Monte Pu); sito B (già escluso nello studio siti pot) molto critico per vicinanza SIC e presenza specie di pregio (proposta Fonteolica) - per entrambi la non idoneità dei siti era stata comunicata precedentemente alla stipula delle convenzioni	negativa
Orero	GE	si, indicazione generica "lungo le falde del Monte Ramaceto"	area non idonea (SIC IT 1331810 Monte Ramaceto)	negativa

ZIGNAGO	02SP	SITO IDONEO PGC 19/08 - osservazioni critiche sul sito 02SP - riproposta loc. Collelungo	relativamente a loc. Collelungo è già stato svolto uno screening con esito negativo dato il valore bionaturalistico del sito, in primis per la presenza di aquila - si prende atto delle osservazioni critiche del comune sul sito 02SP, che si indica comunque in quanto alternativo a Collelungo	positiva per sito alternativo 02SP
Carro	SP	richiesta generica	dato anche l'interesse manifestato in più sedi da parte del comune di Maissana, si rivaluta il sito potenziale escluso MAISSANA CARRO 08SP, garantendo la tutela delle distanze minime dal vicino punto di passo "Valico della Velva" (1,5 km), dalla vicina area importante per Circaetus gallicus e dal vicino SIC Deiva, Bracco, Pietra di Vasca, Mola (1 km)	positiva per sito potenziale 08SP
Levanto	SP	sì, loc. Poggio Bordellone Monte Crocettola	limitrofa Parco delle 5 Terre - non ammissibile per interferenza paesistica con i nuclei e le percorrenze del Parco	negativa (per questioni paesistiche)
CALICE AL CORNOVIGLIO	04SP	SITO IDONEO PGC 19/08	garanzia tutela distanza minima dal SIC Monte di Cornoviglio	confermato, cautele progettuali
Bolano	05SP	parere critico sul sito 05SP (presenza Alta Via e area attrezzata picnic)		eliminato per osservazioni critiche del comune
SARZANA S. STEFANO MAGRA	06SP	SITO IDONEO PGC 19/08 - riperimetrato	garanzia rispetto distanza dal SIC Brina e Nuda di Ponzano, e tutela stepping stones specie di ambienti aperti (specie target: Caprimulgus europaeus; Lanius collurio)	confermato previa riperimetrazione, cautele progettuali
Santo Stefano Magra	SP	sì località Priosa di Monte di Mezzo (allegato non presente)	località non trovata, si rimanda alla riperimetrazione del sito 06SP	positiva per riperimetrazione sito 06SP
Varese Ligure	SP	sì (ampliamento Cappelletta più nuovo sito in loc. Ventarola)	l'ampliamento della Cappelletta è già stato valutato non ammissibile in quanto area di valico di interesse bionaturalistico; analoghe criticità presenta il sito di ventarola (presenza di aquila e prossimità con rotta migratoria)	negativa

Allegato 8 PEAR 2030 - Fotovoltaico Studio DIME UNIGE 2022

1. Potenziale solare fotovoltaico in Liguria: fotovoltaico su edifici

1.1 Data processing, analisi del parco immobiliare, e calcolo delle superfici disponibili sulla copertura degli edifici

Per attuare una stima preliminare del potenziale solare fotovoltaico della Liguria è stato necessario innanzitutto individuare e quantificare le superfici disponibili in copertura, e in un secondo momento, valutare quali fossero adeguate all'installazione di impianti fotovoltaici.

Si sottolinea come non siano state considerate le superfici degli edifici in facciata, che, se non ombreggiati da altri circostanti, rappresenterebbe un ulteriore contributo alla produzione fotovoltaica ligure.

Per la stima del potenziale relativo alle superficie in copertura si è fatto ricorso alla mappa GIS "Edifici e Manufatti - C.T.R. sc. 1:5.000 - 2007/2013 - II Edizione 3D/DB Topografico" presente sul Geoportale della Regione Liguria. Tale mappatura GIS, come mostrato per alcune porzioni di territorio ligure nelle seguenti figure, è stata realizzata tra il 2007 e il 2013 e contiene un censimento di tutti gli edifici liguri specificandone la categoria d'uso.

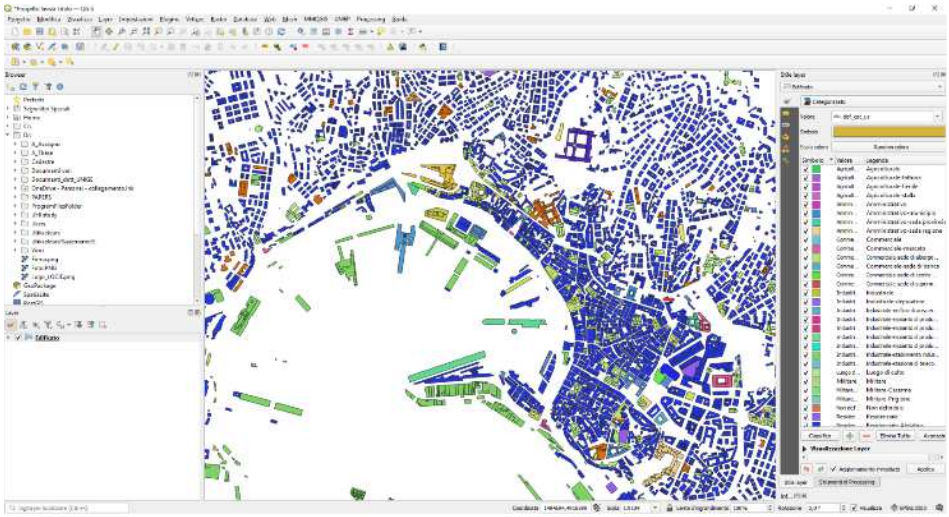


Figura 1 - Genova (Centro storico), elaborazione dati Università degli Studi di Genova, mappa "Edifici e Manufatti - C.T.R. sc. 1:5000 - 2007/2013 - II Edizione 3D/DB Topografico"

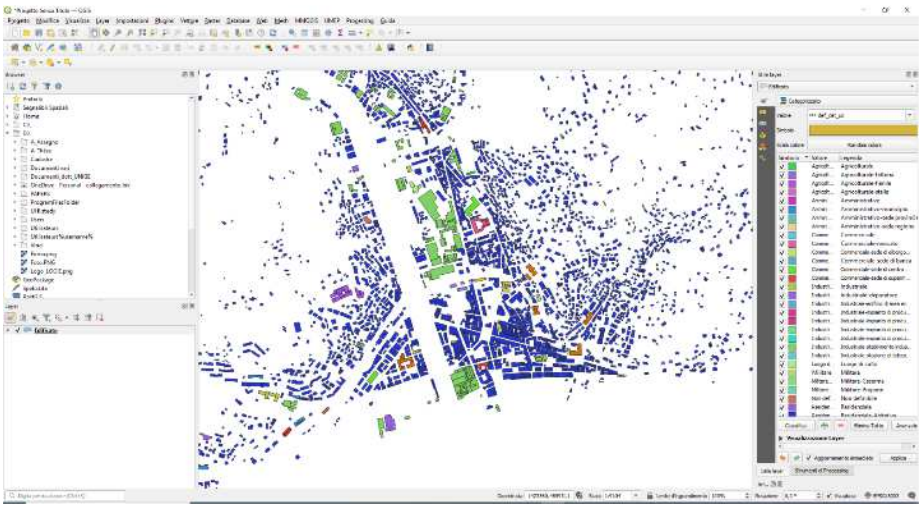


Figura 2 -Imperia (Oneglia), elaborazione dati Università degli Studi di Genova, mappa "Edifici e Manufatti - C.T.R. sc. 1:5000 - 2007/2013 - II Edizione 3D/DB Topografico"

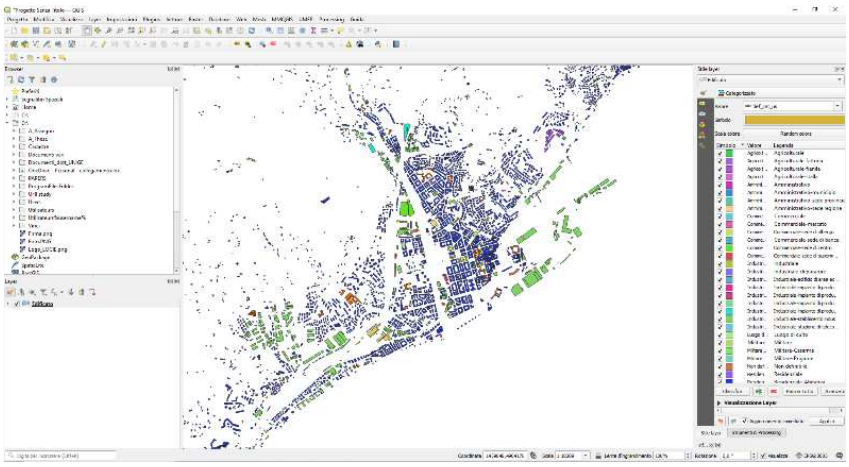


Figura 3 - Savona (Centro), elaborazione dati Università degli Studi di Genova, mappa "Edifici e Manufatti - C.T.R. sc. 1:5000 - 2007/2013 - II Edizione 3D/DB Topografico"

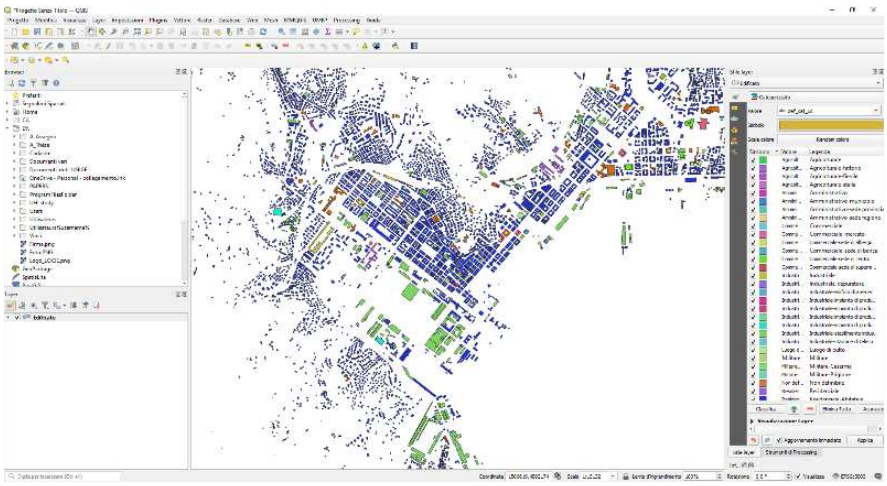


Figura 4 -La Spezia (Centro), elaborazione dati Università degli Studi di Genova, mappa "Edifici e Manufatti - C.T.R. sc. 1:5000 - 2007/2013 - II Edizione 3D/DB Topografico"

L'analisi dei dati GIS è stata possibile grazie all'utilizzo di un applicativo dedicato, realizzato con appositi script in linguaggio *Python* (Figura 5) sviluppati presso l'Università degli Studi di Genova.

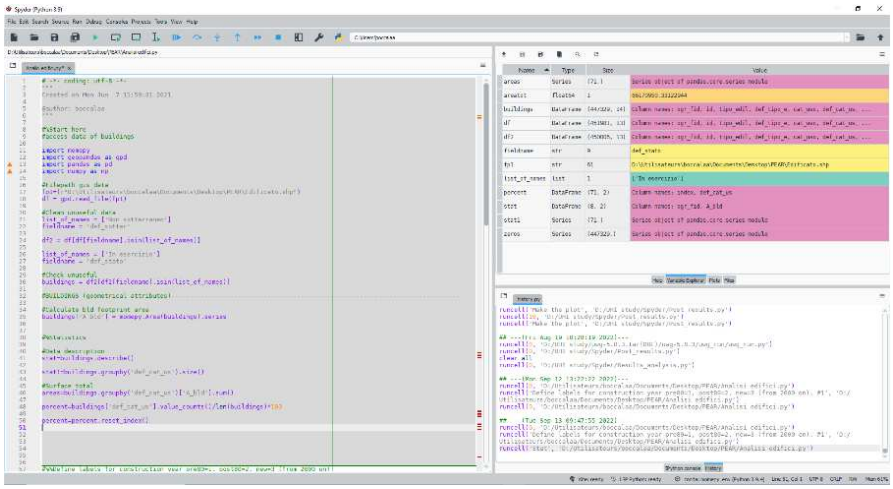


Figura 5 - GIS data processing (Python) Università degli Studi di Genova

Da tale fase di data processing è emerso che il numero totale di edifici nella regione è pari a 447.329 unità (escludendo gli edifici sotterranei e quelli in costruzione). Come rappresentato in Figura 6, il parco immobiliare ligure risulta composto per la maggior parte da edifici ad uso residenziale, che ne rappresentano il 92,4%. Il restante 7,6% risulta composto da edifici industriali (2,9%), strutture ad uso pubblico quali ospedali e sedi per l'istruzione (1,0%), ad uso agricolo (0,9%), commerciale (0,6%), ed amministrativo (0,1%). Il restante 2,9%, qui denominato "Altro", comprende tutti quegli edifici destinati a usi specifici (luoghi di culto, edifici ad uso militare, etc) che, in ragione della loro particolare destinazione, verranno esclusi dalla successiva analisi delle superfici utili.

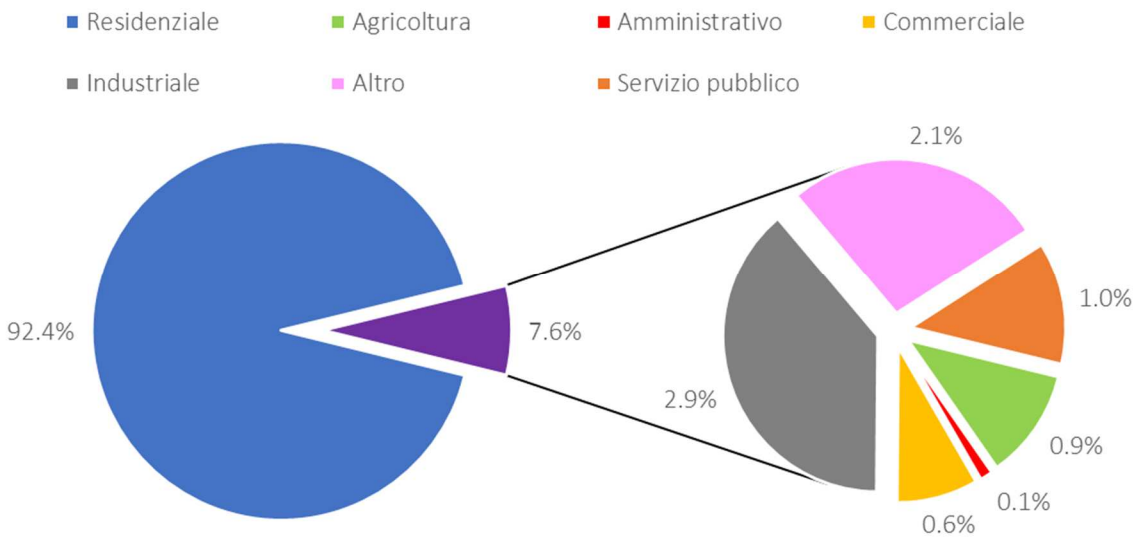


Figura 6 - Percentuale del numero di edifici rispetto al totale suddiviso secondo la categoria d'uso

La superficie totale delle coperture, disponibile su tutta la regione è pari a 66.170.224 m^2, suddivisa secondo le quantità descritte nella seguente tabella:

Categoria	Area totale [m^2]
Residenziale	51.183.091
Industriale	9.900.511
Altro	1.763.655
Servizio pubblico	1.597.900
Commerciale	1.251.756
Agricoltura	348 083
Amministrativo	125.227
Area totale coperture	66.170.224

Tabella 1 - Superficie totale delle coperture suddivisa per categoria d'uso

Dai dati si evince che, nonostante la quota parte di edifici industriali rappresenti solo il 2,9% del parco immobiliare ligure, la superficie totale di copertura disponibile relativa a tale categoria

costituisce il 15% dell'area di copertura di tutta la Regione. In Figura 7 è riportata la suddivisione percentuale in termini di superfici disponibili rispetto all'area totale delle coperture suddivisa per categoria d'uso.

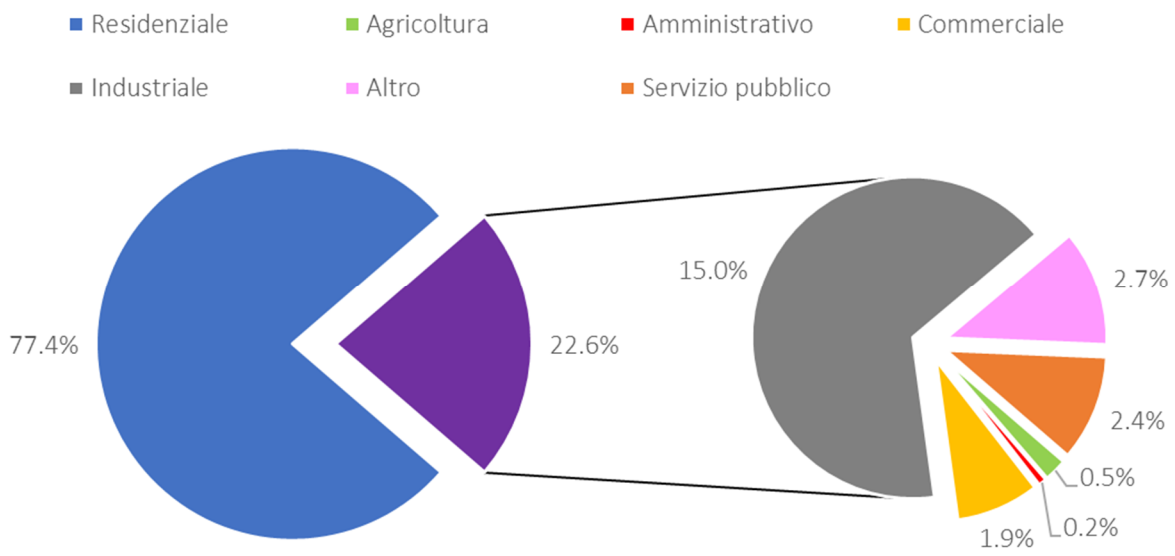


Figura 7 - Percentuale di superficie disponibile in copertura rispetto al totale suddiviso secondo la categoria d'uso

1.2 Calcolo delle superfici utili: applicazione del "Constant-value Method"

Nell'ipotesi di valutare accuratamente il potenziale solare fotovoltaico degli edifici liguri è necessario attuare una serie di considerazioni circa la stima della superficie utile partendo da quella disponibile sul territorio. Per superficie utile si intende la quota parte di superficie disponibile che presenta caratteristiche idonee (dal punto di vista architettonico, tecnico e produttivo) all'installazione di impianti fotovoltaici e solari in genere.
Si sottolinea che la presente analisi non considera come superfici utili le facciate degli edifici, che invece potrebbero costituire un ulteriore contributo alla produzione fotovoltaica integrata.
Esistono principalmente tre metodologie per effettuare una stima più o meno accurata della superficie utile, che dipendono essenzialmente dalla qualità e dalla disponibilità dei dati.

La prima metodologia è il *"Constant-value method",* metodo a valori costanti, basato sulla determinazione di una serie di coefficienti utili per derivare la superficie utile partendo da quella disponibile. Tali coefficienti possono essere valutati sulla base di dati di letteratura e/o assunzioni formulate da esperti del settore. Il metodo a valori costanti è molto efficace per effettuare una stima preliminare del potenziale solare di una regione partendo da una base di dati composta esclusivamente dalle superfici disponibili, come nel presente caso.
Andando più nel dettaglio, esistono altre due metodologie *"Manual Selection Methods*" e "*GIS-based Methods"* che presuppongono l'utilizzo di dati dettagliati (aerofotogrammetria, LIDAR, etc.), modelli di radiazione solare, algoritmi per il calcolo delle ombre, etc. Pur trattandosi di analisi molto più dettagliate lo svantaggio è legato alla disponibilità dei dati e ai tempi computazionali decisamente più elevati.
Sulla base dei dati disponibili si è dunque scelto di utilizzare il metodo a valori costanti per uno studio preliminare del potenziale fotovoltaico ligure, che potrà essere integrato in futuro con analisi più dettagliate qualora si decida di effettuare una campagna di raccolta dati più specifica.

Il metodo a valori costanti qui descritto è stato sviluppato presso UNIGE, sulla base di analisi e studi comparativi realizzati in precedenza presso la medesima Università. Tale metodologia si basa sulla definizione di tre coefficienti a rappresentare i tre fattori principali che determinano l'idoneità di una superficie:

1. Fattori paesaggistico-architettonici: per la tutela del patrimonio paesaggistico e architettonico della Liguria è necessario escludere tutte le superfici appartenenti a edifici di particolare pregio (vincolati o tutelati) o localizzate in aree tutelate dal punto di vista paesaggistico.

2. Fattori tecnico-ingegneristici: è necessario escludere dalla superficie di copertura disponibile la quota parte in cui non è tecnicamente possibile installare un impianto fotovoltaico. Per quanto riguarda le coperture piane in particolare esse spesso ospitano sovrastrutture (ascensori, locali tecnici, sistemi di condizionamento a tetto, etc.) che impediscono lo sfruttamento della totalità della superficie disponibile. È inoltre necessario prevedere un'interdistanza adeguata tra i moduli fotovoltaici (se installati su filari paralleli di moduli inclinati, come nel caso di coperture piane) per prevenire il mutuo ombreggiamento tra i filari stessi. Questo coefficiente, in mancanza di informazioni specifiche a riguardo, congloba anche le installazioni fotovoltaiche esistenti a tetto.

3. Fattori produttivi: per una progettazione efficace dell'impianto fotovoltaico, che garantisca anche un adeguato ritorno economico dell'investimento, è necessario selezionare le superfici con una adeguata esposizione (generalmente in letteratura si fa riferimento alle superfici riceventi > 1.000 kWh/m^2/anno) ed ottimamente orientate, prevenendo il più possibile l'ombreggiamento originato dalle strutture circostanti.

Pertanto, per una corretta stima della superficie utile, nella presente analisi sono stati introdotti tre coefficienti che tengono in considerazione tutti i fattori indicati. Nello specifico la superficie utile (S_u) è stata calcolata secondo la formula espressa nella seguente equazione:

$$S_u = c_1 \cdot c_2 \cdot c_3 \cdot S_{tot}$$

dove S_{tot} è la superficie totale di tetto disponibile e c_1, c_2, c_3, sono coefficienti relativi rispettivamente ai fattori paesaggistico-architettonici (c_1), tecnico ingegneristici (c_2) e produttivi (c_3). Si tratta di coefficienti adimensionali il cui valore varia tra 0 e 1 a seconda delle condizioni analizzate:

Fattori paesaggistico-architettonici e calcolo del coefficiente c_1

Per quanto riguarda il primo coefficiente relativo agli aspetti paesaggistico-architettonici (c_1) sono state effettuate una serie di considerazioni di carattere urbanistico legate in primis alla destinazione d'uso del parco immobiliare della regione Liguria.
Nello specifico un valore pari a 1 è stato ipotizzato per gli edifici ad uso industriale, considerando che tale tipologia di edifici, salvo casi eccezionali ed isolati, non includa strutture di particolare pregio architettonico o in aree protette da vincolo paesaggistico. Per tutte le altre categorie invece il valore adottato è pari a 0,7.
Tale valore è stato accuratamente valutato tramite la sovrapposizione dell'edificato della Regione con le aree protette da vincolo paesaggistico come bellezze d'insieme ("Mappa dei vincoli architettonici, archeologici, paesaggistici" 1) indicate in rosa in Figura 8. Ne è risultato che il numero di edifici al di fuori da queste aree è pari a 319.951, ovvero circa il 70% del numero totale di edifici.

1 Regione Liguria, Geoportale Regione Liguria, (n.d.). https://geoportal.regione.liguria.it/.

È bene sottolineare che, per questa prima analisi, non sono stati considerati i vincoli archeologici e architettonici puntuali (al di fuori di quelli localizzate nelle aree individuate come bellezze d'insieme), che escludono il singolo edificio, in quanto si ritengono una quantità trascurabile ai fini di tale analisi.

Fattori tecnico-ingegneristici e calcolo del coefficiente c_2

Per quanto riguarda i fattori tecnico-ingegneristici, valutati tramite il coefficiente c_2, si è fatto riferimento a valori desunti da studi presenti nella recente letteratura scientifica e precedenti analisi effettuate presso UNIGE.

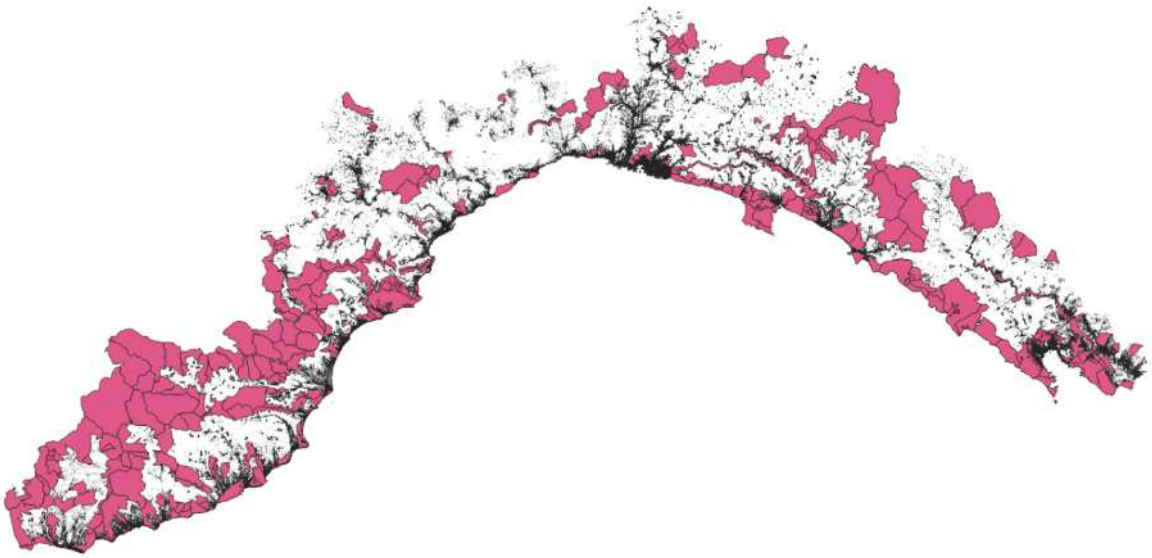


Figura 8 - Sovrapposizione dell'edificato e delle aree protette da vincolo paesaggistico come bellezze d'insieme (aree rosa)

Nello specifico si è fatto riferimento ad una serie di pubblicazioni e studi realizzati in diverse aree del mondo (Stati Uniti, Israele, Germania, Giappone, etc.). Un quadro riassuntivo dei principali risultati di tali studi è stato pubblicato nel report di NREL 2013 2. Nel caso della regione Liguria si è considerato un valore di c_2 pari a 0,5, in linea con le ipotesi adottate in studi analoghi.

Fattori produttivi, Catasto Solare, e calcolo del coefficiente c_3

Il coefficiente c_3 infine riguarda i fattori produttivi e ha come obiettivo quello di quantificare le superfici che godono di una buona esposizione (convenzionalmente maggiore di 1.000 kWh/m^2/anno), nonchè di tenere conto dell'eventuale ombreggiamento originato dalla presenza di strutture circostanti. Il valore del coefficiente c_3 risulta dipendere da diversi parametri morfologici del tessuto urbano analizzato (densità del costruito, altezza media degli edifici, scarto medio in altezza tra un edificio e quelli circostanti, distanza tra edifici adiacenti, etc..).
A tale proposito, è opportuno sottolineare che la complessità di tale tipo di analisi, che presuppone una conoscenza completa e dettagliata dell'edificato (altezze dei singoli edifici, tipologia del tetto, e inclinazione di ciascuna delle falde che lo compongono), può essere effettuata in maniera rigorosa

2 National Renewable Energy Laboratory; J. Melius, R. Margolis, S. Ong, Estimating Rooftop Suitability for PV : A Review of Methods , Patents , and Validation Techniques, 2013.

solo tramite la realizzazione di un Solar Cadaster (Catasto Solare). Tale strumento costituisce un importante mezzo programmatico per lo sviluppo massivo dell'energia solare su grande scala.

Si tratta infatti di un vero e proprio catasto dell'energia solare che permette il calcolo dell'irraggiamento diretto, diffuso, e riflesso su tutte le superfici delle città al fine di poter identificare le aree più adeguate all'installazione di impianti fotovoltaici. Per sviluppare tale strumento è necessario realizzare una serie di operazioni di rilevamento dei dati altimetrici relativi agli edifici (tramite tecnologia LIDAR), e numeriche, utilizzando adeguati modelli di radiazione solare e calcolo delle ombre. Il *workflow* tipico per la realizzazione di un catasto solare è rappresentato nella Figura 9. Nello specifico si è fatto riferimento a uno dei catasti solari più sviluppati ad oggi, quello della città di Ginevra 3, che è stato realizzato nel contesto del progetto europeo Interreg "G2Solaire" tra Francia e Svizzera. Catasti analoghi sono stati realizzati per diverse città e aree europee (area del Tirolo austriaco e provincia di Bolzano 4, Parigi 5, Lione 6, etc).

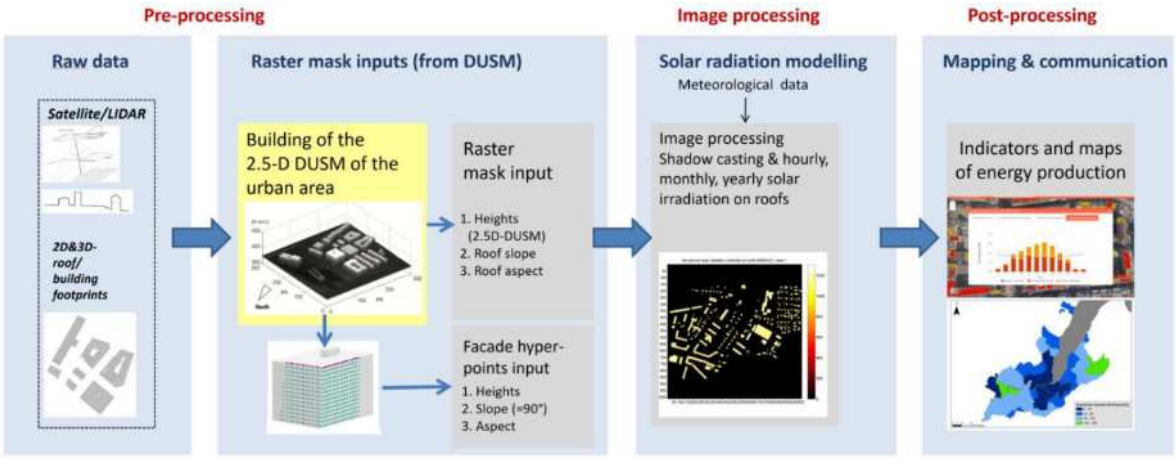


Figura 9 - Workflow tipico per la modellazione e la mappatura solare su larga scala (Solar Cadaster)[7]

Alla luce dei risultati ottenuti grazie a strumenti sviluppati quali il catasto solare della città di Ginevra, e grazie agli studi condotti presso UNIGE 8è stata effettuata una stima del coefficiente c3 che è stato considerato pari a 0,5 (51% è il valore che è stato calcolato per l'intero Cantone di Ginevra).
Si ipotizza quindi che solo la metà delle superfici disponibili abbiano un soleggiamento medio annuo maggiore di 1.000 kWh/m^2/anno. Occorre sottolineare che si tratta di una stima conservativa per due ragioni. Innanzitutto, il confronto tra il Cantone di Ginevra e il territorio ligure è stato reso possibile dal fatto che la densità morfologica del Cantone di Ginevra e del Comune di Genova sono piuttosto simili, attestandosi entrambe attorno ai 2.000 abitanti/km^2.
Considerando l'intero territorio ligure tale densità è nettamente inferiore (circa 300 abitanti/km^2) a quella del capoluogo ligure, risultando verosimilmente in condizioni di irraggiamento migliori a causa del minore ombreggiamento reciproco tra gli edifici. In secondo luogo, la Liguria gode di un

3 SITG-Système d'information du territoire à Genève, Cadastre Solaire du Grand Genève, (2022). https://apps.sitg-lab.ch/solaire/ (accessed September 21, 2022).
4 Solarpotenziale im Land Tirol und der Provinz Bozen, (n.d.). http://webgis.eurac.edu/solartirol/ (accessed September 21, 2022)
5 Apur, Le cadastre solaire de la Métropole du Grand Paris, (2021). https://www.apur.org/dataviz/energie/ (accessed September 21, 2022).
6 Cythelia Energy, Solar cadastre, (n.d.). https://www.Cythelia.Fr/En/Renewable-Energies/Expertise/Solar-Cadastre/ (accessed September 21, 2022).
7 N. Stendardo, G. Desthieux, N. Abdennadher, P. Gallinelli, GPU-enabled shadow casting for solar potential estimation in large urban areas. Application to the solar cadaster of Greater Geneva, Applied Sciences (Switzerland). 10 (2020). https://doi.org/10.3390/APP10155361.
8 A. Boccalatte, M. Thebault, C. Ménézo, J. Ramousse, M. Fossa, Evaluating the impact of urban morphology on rooftop solar radiation: A new city-scale approach based on Geneva GIS data, Energy Build. 260 (2022) 111919. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.111919.

soleggiamento globale medio annuo su superficie orizzontale superiore a quello della città svizzera (circa 1.420 kWh/m^2/anno rispetto ai 1.350 kWh/m^2/anno del Cantone di Ginevra9).
Secondo quanto elaborato la superficie utile totale che è stata valutata per Liguria è risultata pari a 12.117.000 m^2. In Tabella 2 sono riportati i valori adottati per ciascuno dei coefficienti e la risultante superficie utile derivata per ciascuna categoria edilizia

Categoria	**c_1**	**c_2**	**c_3**	**S_u [m^2]**
Residenziale	0,7	0,5	0,5	8.957.041
Industriale	1,0	0,5	0,5	2.475.128
Servizio pubblico	0,7	0,5	0,5	279.632
Commerciale	0,7	0,5	0,5	219.057
Agricoltura	0,7	0,5	0,5	60.915
Amministrativo	0,7	0,5	0,5	125.227
Superficie utile totale [m^2]				12.117.000

Tabella 2 - Valori adottati per i coefficienti c1, c2, e c3 e superficie utile (Su) suddivisa per ciascuna categoria edilizia

Si evince dalla tabella soprastante che la superficie utile totale a tetto corrisponde a circa 12km^2 e che la superficie utile per la categoria residenziale corrisponde a circa 9km^2.

1.3 Calcolo del potenziale fotovoltaico della Regione Liguria

Una volta effettuato il calcolo della superficie utile, la stima del potenziale fotovoltaico annuo (E_{PV}) in termini di energia elettrica cumulata prodotta in un anno solare di riferimento (kWh$_{el}$/anno) è stato effettuato secondo la seguente equazione:

$$E_{PV} = S_u \cdot E_{tot} \cdot \eta_{PV}$$

dove S_u (m^2) è la superficie utile, E_{tot} (kWh/m^2) è il valore del soleggiamento globale medio annuo della località considerata su una superficie unitaria, e η_{PV} (%) è l'efficienza di conversione fotovoltaica del modulo considerato. Per quanto riguarda E_{tot} si è fatto riferimento al valore del soleggiamento medio globale annuo in riferimento ad una superficie localizzata in Liguria, orientata ottimamente (Sud), e inclinata di circa 30°. Secondo le stime effettuate da ENEA10, in linea con i dati sperimentali raccolti negli ultimi anni presso UNIGE (Campus di Savona), si è ottenuto un valore di soleggiamento tipico pari a circa 1.500 kWh/m^2/anno. Infine, per l'efficienza di conversione fotovoltaica (η_{PV}) si è considerato un valore (conservativo) pari al 15%, che tenga conto oltre che dell'efficienza dei moduli commerciali, anche dell'efficienza di inverter, delle perdite per temperatura, ombreggiamento, *fouling*.

Si fa osservare che, considerando un'efficienza di conversione dei moduli fotovoltaici pari a 0,20 (valore tipico per moduli all'anno 2022) e siccome la potenza degli impianti fotovoltaici è riferita alla

9 Solargis s.r.o. (Solargis), Global Solar Atlas 2.0, a free, web-based application is developed and operated by the company Solargis s.r.o. on behalf of the World Bank Group, utilizing Solargis data, with funding provided by the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), (n.d.). https://globalsolaratlas.info/map (accessed September 13, 2022).

10 ENEA, http://www.solaritaly.enea.it/CalcComune/Calcola.php, (n.d.).

parte moduli, applicare un rendimento complessivo di conversione pari a 0,15 ad un impianto che per la sola parte moduli avrebbe rendimento 0,20, equivale ad attribuire un EPR a quell'impianto di 1.125 kWh/kWp/yr, valore corrispondente al prodotto (1.500*0,15/0,20). Questo valore 1.125 appare in linea con i dati TERNA misurati per il fotovoltaico in Liguria (anno 2017, 1.082 kWh/kWp/yr).

Dai risultati emerge che secondo tale stima preliminare del potenziale fotovoltaico annuo su edifici della Liguria la produzione totale di energia elettrica "da tetti" si può attestare intorno ai 2.700 GWh_{el}/anno. Tale potenziale corrisponde ad un parco installato di 1.818 MW_p.

Nella tabella seguente vengono riportati i risultati suddivisi per categorie edilizie.

Categoria	E_{PV} [GWh_{el}/anno]
Residenziale	2.015
Industriale	557
Servizio pubblico	63
Commerciale	49
Agricoltura	14
Amministrativo	28
Potenziale PV totale [GWh/anno]	2.726
Potenza PV corrispondente [MW_p]	1.818

Tabella 3 -Potenziale fotovoltaico annuo stimato (GWh_{el}/anno) suddiviso per categorie di edifici

La quota parte di energia fotovoltaica potenziale suddivisa per categoria di edifici è riportata in Figura 10.

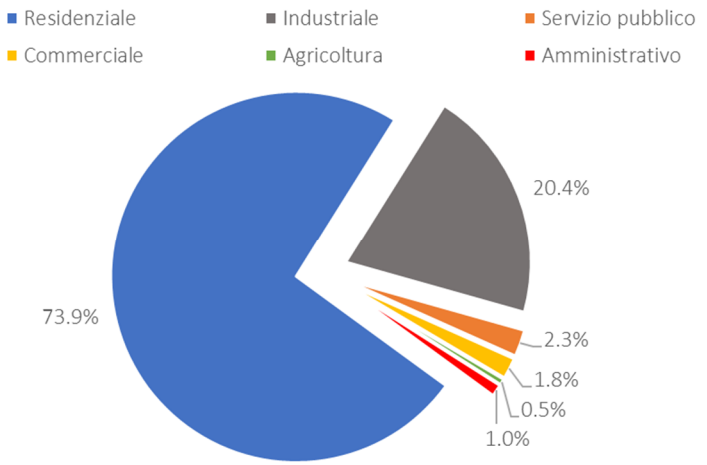


Figura 10 - Quota parte di energia fotovoltaica potenziale suddivisa per categoria di edifici

1.4 Sfruttamento del potenziale fotovoltaico negli edifici: il caso del South Australia

Uno degli esempi mondiali più rilevanti per quanto riguarda lo sfruttamento del potenziale fotovoltaico (e delle energie rinnovabili in generale) è quello del South Australia, uno Stato federato

dell'Australia situato della parte centromeridionale del continente. Esso occupa una superficie di circa 990.000 km^2, con una popolazione complessiva pari a circa 1,7 milioni di abitanti, molto simile alla popolazione totale della Liguria.
Negli ultimi decenni il South Australia ha investito sulle energie rinnovabili, concentrandosi principalmente sulla realizzazione massiva di impianti fotovoltaici a tetto. Il settore fotovoltaico nell'Australia meridionale è aumentato costantemente negli ultimi 13 anni, con un tasso di crescita annuo assoluto del 4,5%.
Secondo le più recenti stime del Clean Energy Regulator 11, oltre 308.000 edifici, che corrispondono a circa il 40% del parco immobiliare complessivo, sono dotati di impianti fotovoltaici a tetto (Figura 11).



Figura 11 -Impianti fotovoltaici a tetto in South Australia (Image credits: Milsolar)



Figura 12 - Un esempio di elevata densità fotovoltaica in edifici europei (Image credits Irena)

Il 21 novembre 2021 la domanda totale di energia elettrica di tutto il South Australia è stata quasi completamente soddisfatta dalla produzione fotovoltaica degli impianti a tetto, che hanno raggiunto nelle ore centrali della giornata una produzione pari a 1.220 MW, il 92% della domanda[12].

11 Clean Energy Regulator, Integrity Review of the Rooftop Solar PV Sector, 2022.

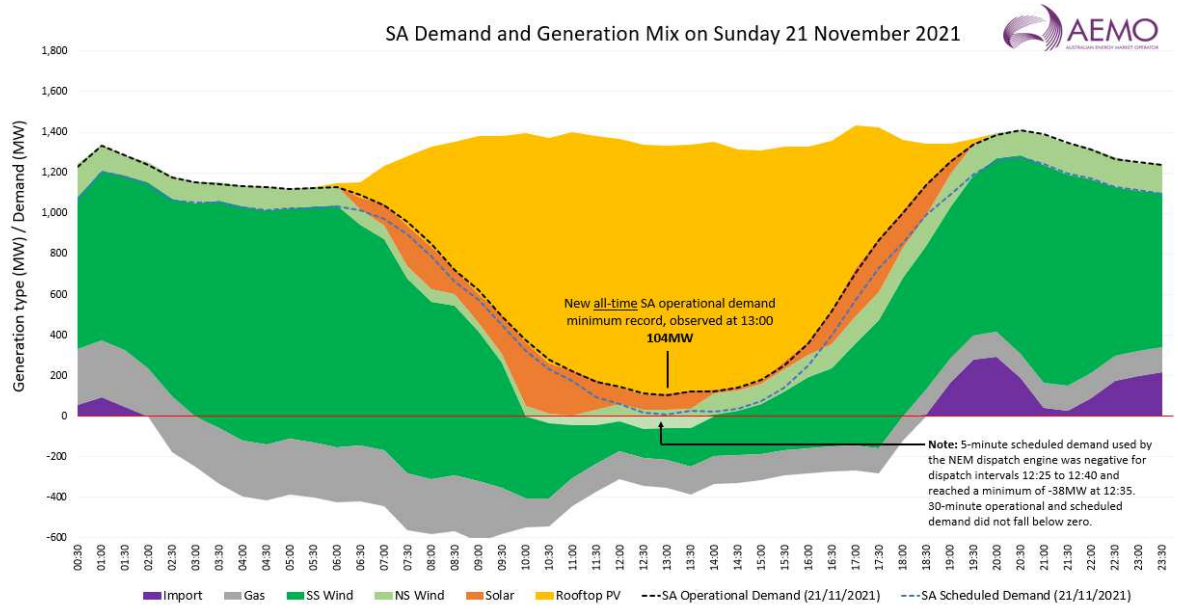


Figura 13 - Andamento della domanda e della produzione di energia suddivisa per fonte dello Stato del South Australia in data 21 novembre 2021 (Image credit AEMO)

Grazie al contributo ulteriore degli impianti eolici, a dicembre 2021, il South Australia è stato in grado di generare elettricità da energia rinnovabile al 100% per quasi una settimana.

Al di là dell'esempio virtuoso del South Australia, dalla stima del potenziale fotovoltaico della Regione Liguria risulta evidente il vantaggio derivante dallo sviluppo massivo di tale tecnologia nel territorio ligure. Inoltre, il già elevato livello di maturità tecnologica del settore fotovoltaico rende tale obiettivo traguardabile entro un orizzonte temporale limitato al 2030.

2 Potenziale solare fotovoltaico in Liguria: fotovoltaico a terra, in agricoltura, sugli specchi d'acqua interni

2.1 Impianti agrivoltaici

Il Ministero della Transizione ecologica ha pubblicato le "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici". Il documento, reperibile da giugno 2022 sul sito ministeriale, è frutto del lavoro svolto da CREA, ENEA, GSE e RSE, e descrive le caratteristiche e requisiti degli impianti agrivoltaici, ossia in grado di conciliare produzione energetica da fotovoltaico e agricoltura.

Più precisamente, essi intendono preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. Tali obiettivi si possono raggiungere con l'installazione di moduli opportunamente rialzati dal terreno, in modo tale da consentire il proseguimento inalterato dell'attività agricola al di sotto di essi (in Figura 25 un esempio).

La superficie regionale ligure è interessata da una certa estensione di aree agricole adibite a coltivazione e di interesse per l'installazione di impianti fotovoltaici, in quanto pianeggianti e per lo più prive di alberi ad alto fusto, come da

[12] Australian Energy Market Operator (AEMO), Negative electricity demand in South Australia, (2021). https://aemo.com.au/Newsroom/News-Updates/Negative-Electricity-Demand-in-South-Australia (accessed September 20, 2022).

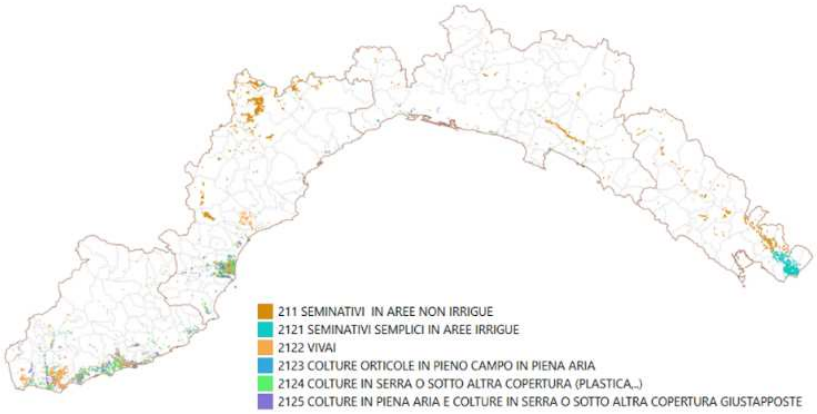


Figura 14, pertanto dall'analisi sono state escluse le aree verdi boschive e quelle adibite a colture di ulivi, vitigni, alberi da frutto. Sono state inoltre escluse le aree denominate "Sistemi colturali e particellari complessi", che hanno un'estensione addirittura maggiore rispetto alle altre categorie nel complesso, ma comprendono spesso aree parzialmente alberate o occupate da edifici, quindi i risultati potrebbero risultare fuorvianti.



Figura 14 - Esempio di impianto agrivoltaico

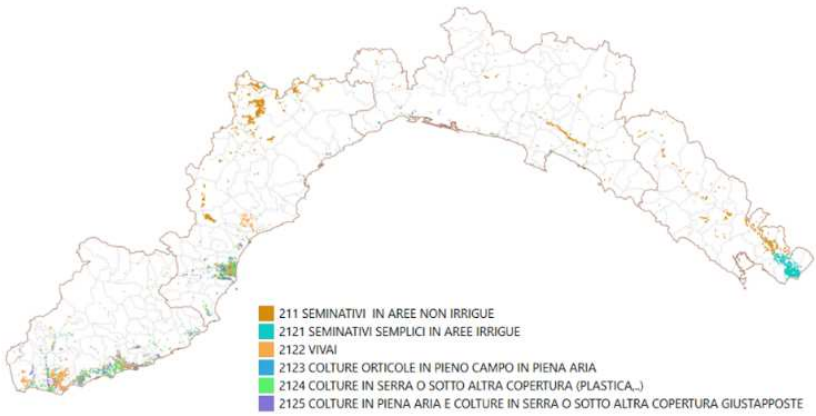


Figura 15 - Carta Uso del Suolo sc. 1:10.000 - ed. 2019, aree agricole interessanti per l'installazione di impianti fotovoltaici (fonte: GeoPortale Regione Liguria)

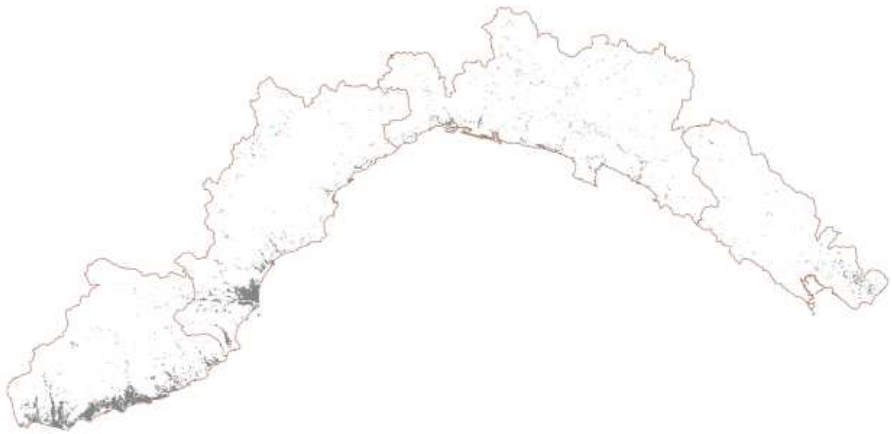


Figura 16 - Carta Edifici e Manufatti - C.T.R. sc. 1:5.000 - 2007/2013 - II Edizione 3D/DB Topografico, localizzazione delle serre nella regione Liguria (Fonte: GeoPortale Regione Liguria)

Considerando che molte delle aree evidenziate in Figura 15 e Figura 16 si trovano in aree pianeggianti e costiere, dunque esposte favorevolmente alla radiazione solare, l'installazione di impianti fotovoltaici in tali porzioni di territorio risulta particolarmente vantaggiosa dal punto di vista della producibilità elettrica degli stessi.
In Tabella 4 sono evidenziate le risultanze delle stime effettuate dall'Università di Genova, considerando di impiegare, ai fini della produzione energetica, solo il 5% delle superfici coltivate considerate.
Ipotizzando poi che per ragioni di ombreggiamento sulle piante si voglia utilizzare per i moduli fotovoltaici su strutture sospese (Figura 14) soltanto un 25% dell'estensione di suolo a loro dedicata[13], la superficie fotovoltaica attiva (i moduli fotovoltaici) utilizzerebbe l'1,25% della superficie agricola considerata.

È stato inoltre ipotizzato un rendimento medio complessivo (moduli e altri componenti dell'impianto come *inverter*) pari al 15% e un soleggiamento medio annuo di 1.500 kWh/m^2anno.

Area totale considerate	51,42	km^2
% occupata da moduli	1,25	%
Area moduli PV	0,64	km^2
Produzione annua	145	GWh/yr
Potenza installata	96	MW_p

Tabella 4 - Potenziale fotovoltaico dei terreni agricoli liguri

In Tabella 5 sono infine riportati i risultati della stima effettuata sulla producibilità delle sole coperture delle serre, dove è stato considerato uno sfruttamento del 20%, in virtù del fatto che su tali superfici i moduli possono essere giustapposti e non sono generalmente presenti altre apparecchiature o oggetti che possano limitare l'installazione di impianti fotovoltaici.

13 Toledo, C.; Scognamiglio, A. Agrivoltaic Systems Design and Assessment: A Critical Review, and a Descriptive Model towards a Sustainable Landscape Vision (Three-Dimensional Agrivoltaic Patterns). Sustainability 2021, 13, 6871

Area totale considerate	12,87	km^2
% occupata da moduli	20	%
Area moduli PV	2,57	km^2
Produzione annua	579	GWh
Potenza installata	386	MW_p

Tabella 5 - Potenziale fotovoltaico delle coperture delle serre in Liguria

2.2 Floating PV – Installazione di impianti galleggianti su bacini naturali ed artificiali

Negli ultimi anni sono risultati sempre di maggior interesse le installazioni di impianti fotovoltaici galleggianti sulle acque interne, che sfruttano dunque territorio normalmente non adibito ad altre attività, e che, a differenza delle applicazioni off-shore in mare, possono godere di condizioni sensibilmente meno gravose (moto ondoso poco rilevante o assente, ambiente non salino e corrosivo, venti meno forti, vicinanza con la terraferma). Inoltre, la presenza di acqua vicino ai moduli riduce la temperatura operativa degli stessi, incrementandone le prestazioni soprattutto negli impianti interessati da un maggiore irraggiamento e si trovano in climi più caldi.

A tale proposito diversi studi dimostrano un sensibile aumento di prestazioni riducendo ulteriormente le temperature operative con l'uso di spruzzatori d'acqua, o facendo scorrere acqua sui moduli[14].

Nella presente analisi, grazie all'elaborazione della Carta Uso del Suolo sc. 1:10.000 - ed. 2019 disponibile presso il GeoPortale Regione Liguria, sono stati selezionati i bacini naturali ed artificiali con superficie superiore a 100 m^2, considerando superficie dei moduli pari al 15% della superficie totale, un soleggiamento cautelativo di 1.200 kWh/m^2anno, visto che molte delle acque interne si trovano in avvallamenti e dunque meno esposti favorevolmente ed inoltre è possibile che i moduli galleggianti possano essere disposti in orizzontale. Anche in questo caso l'efficienza di conversione fotovoltaica dell'impianto (moduli, *inverter,* etc) è posta pari a 0,15. In Tabella 6 i risultati:

Area totale bacini	3,46	km^2
Bacini naturali considerati	19	-
Bacini artificiali considerati	15	-
Area totale considerate	3,37	km^2
% occupata da moduli	15	%
Area moduli PV	0,5	km^2
Produzione annua	91	GWh/yr
Potenza installata	76	MW_p

Tabella 6 - Potenziale fotovoltaico dei bacini liguri

14 R.Cazzaniga, M.Cicu, et al., Floating photovoltaic plants: Performance analysis and design solutions, Renewable and Sustainable Energy Reviews 81 (2018)

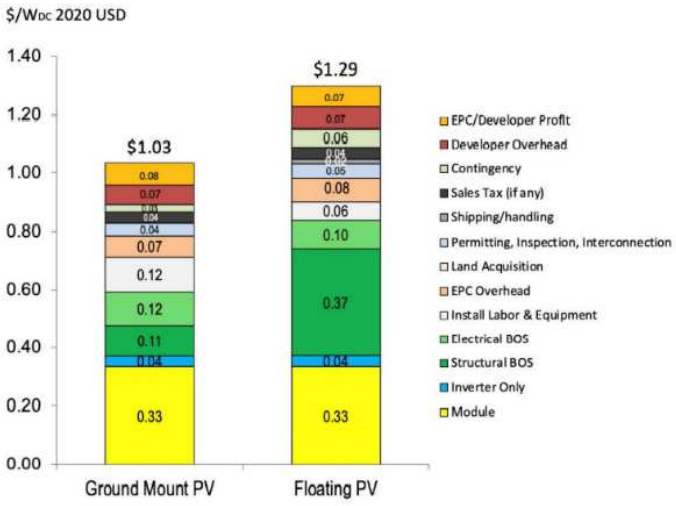


Figura 17 - Suddivisione dei costi di impianto fotovoltaico per impianti a terra e galleggianti[15]]

Rispetto agli impianti fotovoltaici a terra, questa tipologia di impianti ha un costo capitale maggiore a causa delle strutture galleggianti, che però risulta in parte bilanciato da costi di posa in opera/ manutenzione inferiori e performance superiori a seconda delle condizioni ambientali.
Secondo la stessa fonte, tali costi di installazione diminuiscono con la taglia degli impianti, arrivando a 1,05$/MW per impianti da 50 MW nominali, mentre l'LCOE di impianti a terra è risultato di circa il 15% inferiore rispetto a impianti galleggianti.
Alcuni installatori di FPV dichiarano un minor numero di interventi all'anno a causa della mancanza di manutenzione della vegetazione e delle recinzioni. Tuttavia, altri affermano che i costi di *O&M* sono paragonabili ai costi per i sistemi fotovoltaici montati a terra, dovendo ricorrere a barche per accedere ai pannelli galleggianti lontano dalla riva e ai subacquei necessari per eseguire la manutenzione preventiva delle ancore e cime di ormeggio.

2.3 Installazione di impianti fotovoltaici in siti di cava dismessi

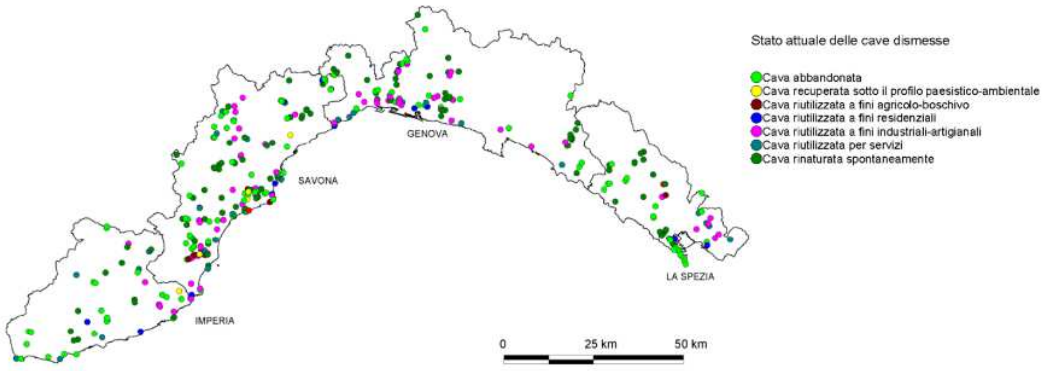


Figura 18 - Collocazione in Liguria di cave dismesse per la potenziale realizzazione di impianti fotovoltaici. Elaborazione Dime Unige (fonte: Cave dismesse e areali di Cava non disciplinati dal Piano Territoriale delle attività estrattive sc. 1:5000 – D.C.R. n. 7/2020 e D.D. n. 549/2022, Geoportale Regione Liguria)

15 V.Ramasamy, R.Margolis, Floating Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2021 Installations on Artificial Water Bodies. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-80695 (2021) https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80695.pdf

Secondo un recente censimento di Regione Liguria relativamente alle “cave dismesse” (siti estrattivi che hanno cessato la loro attività senza un progetto di recupero e ripristino ambientale) sul territorio regionale risultano 380 siti. La maggior parte di essi è classificabile come "cave di versante” con funzione di prestito e, quindi, è rappresentata da scavi di ridotta volumetria ed estensione. Le cave dismesse sono spesso ubicate in zone marginali e, per i siti lontano dai centri abitati, le stesse risultano spesso parzialmente, e “spontaneamente”, rinaturalizzate senza alcun intervento antropico16.

Rielaborando la mappa “Cave dismesse e areali di Cava non disciplinati dal Piano Territoriale delle attività estrattive sc. 1:5.000 - D.C.R. n. 7/2020 e D.D. n. 549/2022” attraverso il software QGis si possono filtrare i siti censiti. Considerando i siti definiti come abbandonati e non recuperati, escludendo quelli esposti a Nord, quelli per i quali non è riportata un’area, quelli per i quali non è riportata un’accessibilità e quelli a cielo aperto a fossa (avrebbero un soleggiamento penalizzato) si ottengono i risultati riportati in Tabella 7.

Area totale considerate	0,36	km^2
Numero siti non recuperati	119	-
Numero siti considerati	32	-
% occupata da moduli	15	%
Area moduli PV	53.900	m^2
Produzione annua	12	GWh/yr
Potenza installata	8	MW_e

Tabella 7 Potenziale fotovoltaico delle cave dismesse in Liguria

Si evidenzia che tale stima risulta particolarmente cautelativa, in quanto non considera i numerosi siti per i quali non sono disponibili sufficienti informazioni.

16 Indagine relativa al recupero ambientale di areali di cave dismesse e attive mediante ricomposizione geomorfologica – Rapporto Finale. Regione Liguria Dipartimento Ambiente Settore Assetto Territorio e Dipartimento Sviluppo Economico Servizio Attività Estrattive, Giugno 2012

Allegato 9 PEAR 2030 - Caso studio: Palazzina SEB del Campus di Savona

La palazzina SEB *(Smart Energy Building*) costituisce un esempio virtuoso di progettazione di un edificio con ottimizzazione dell'involucro per la riduzione dei carichi e utilizzo di impianti innovativi associati a fonti di energia rinnovabili[1].
Esso è stata concepita dall'Università di Genova per essere un edificio ad alte prestazioni e raggiungere gli obiettivi di emissioni nulle di anidride carbonica, di efficienza energetica e nell'uso dell'acqua, e di automazione degli edifici. La palazzina, in funzione da febbraio 2017 presso il Campus di Savona, si sviluppa su due livelli per una superficie complessiva di 1.000 m^2 (Figura 1).
La particolarità di questo edifico è l'interazione in tempo reale con la *Smart Polygeneration Microgrid* (SPM), la *Microgrid* intelligente che fornisce energia elettrica e termica ai carichi del Campus. Questo collegamento consente alla SEB di essere un "Energy Prosumer", in grado di produrre energia (termica ed elettrica) autonomamente e, in caso di necessità, di richiamare energia dalla SPM. Inoltre, l'edificio SEB funge da Living Lab con monitoraggio in tempo reale, consentendo la ricerca e l'indagine sulle tecnologie energetiche sostenibili attuali e future.



Figura 1 - La palazzina SEB presso il Campus di Savona

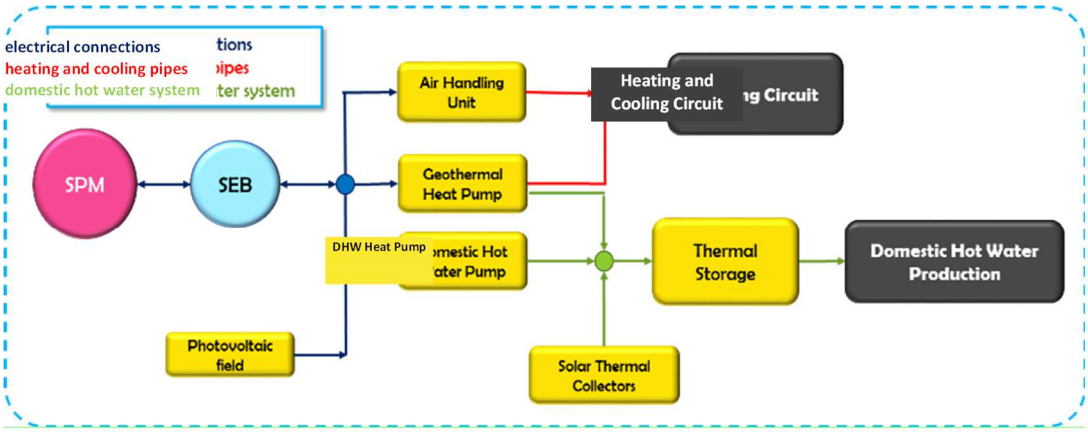


Figura 2 - Schema degli impianti della palazzina SEB

In particolare, il SEB è caratterizzato da un involucro ad alte prestazioni con materiali ad alto isolamento termico e facciate ventilate, che contribuisce a ridurre il fabbisogno energetico dell'edificio durante il periodo sia invernale sia estivo. L'impianto termico (Figura 2) per soddisfare la richiesta di riscaldamento e

1 http://www.energia2020.unige.it/la-sustainable-energy-building-seb/

raffrescamento è composto da una pompa di calore geotermica che alimenta radiatori e fancoil (sistema ad acqua) e da un impianto di ventilazione meccanica controllata (unità di trattamento aria); l'acqua calda sanitaria (ACS) è prodotta tramite una pompa di calore ad aria e collettori solari termici sul tetto.
Infine, sul tetto dell'edificio è stato installato un impianto fotovoltaico da 23 kWp, sono state utilizzate lampade led a bassissimo consumo per l'illuminazione e un sistema di raccolta dell'acqua piovana permette di ridurre i consumi idrici. Inoltre, lo Smart Energy Building ospita uno "*Sport Science Lab",* denominato U-Gym, in cui alcune attrezzature sportive sono in grado di produrre energia elettrica grazie al "movimento umano".

L'involucro ad alte prestazioni

Le pareti esterne e i soffitti garantiscono un elevato isolamento termico e acustico e sono composti da materiali ecocompatibili, con un'elevata percentuale di componenti riciclati. La facciata ventilata è realizzata mediante pannelli montati su apposita struttura e separati dalla parete esterna dell'edificio da un'intercapedine d'aria che aumenta il livello di isolamento e riduce i carichi sia di riscaldamento sia di raffreddamento. Inoltre, il movimento verso l'alto dell'aria nell'intercapedine (effetto camino dovuto alla ventilazione naturale) aiuta a rimuovere l'umidità, riducendo la condensa superficiale e garantendo così un elevato livello di comfort nell'edificio. Le facciate ventilate hanno una trasmittanza di 0,15 W/m^{2}K, inferiore ai valori imposti dal DM 26/06/2015 "Requisiti minimi" per tutte le zone climatiche italiane.
Inoltre, i serramenti hanno superficie vetrata caratterizzata da un basso valore dell'emissività che riduce i guadagni solari durante l'estate. La trasmittanza globale delle finestre U_w è pari a 1,4 W/m^{2}K, il SHGC (*solar heat gain coefficient*) risulta pari a 0,7 e la trasmissività nel campo del visibile è pari a 0,63.

Il sistema termico del SEB: gli impianti ad acqua

I principali dispositivi che costituiscono gli impianti termici ad acqua del SEB sono la pompa di calore acqua/acqua accoppiata con il terreno (*ground coupled heat pump,* GCHP) che alimenta i ventilconvettori e i radiatori e la pompa di calore aria/acqua che, insieme ai collettori solari termici sul tetto, producono l'acqua calda sanitaria (ACS) per l'edificio (Figura 3).
La pompa di calore accoppiata con il terreno è un sistema utilizzato per riscaldare e/o raffreddare un edificio trasferendo calore da/al suolo, rispettivamente durante i mesi invernali o estivi. Il terreno è caratterizzato da una temperatura pressoché costante durante l'anno; pertanto, il GCHP può raggiungere valori di efficienza SPF molto elevati (valori misurati sopra 4,5), superiori rispetto alle pompe di calore aria-aria.

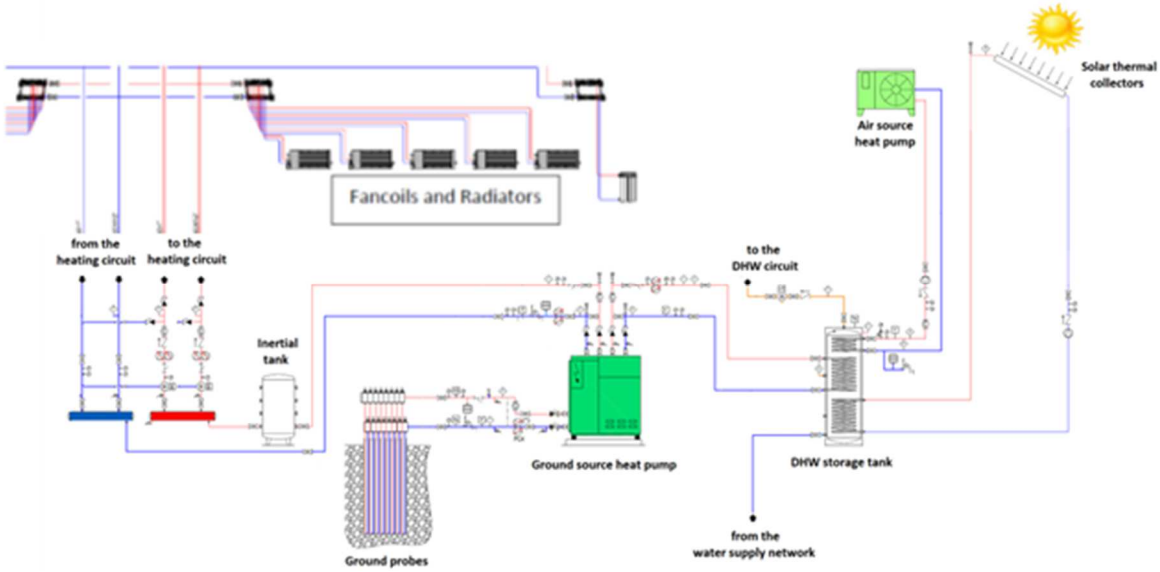


Figura 3 - Schema degli impianti ad acqua installati presso la palazzina SEB

Il sistema GCHP installato nel SEB è accoppiato con il terreno mediante 8 scambiatori di calore verticali (*borehole heat exchangers, BHEs*), interrati fino a circa 125 m di profondità nel terreno. Le 8 perforazioni sono state realizzate nel parcheggio retrostante la Palazzina (Figura 4).
La pompa di calore geotermica presenta una potenza termica nominale pari a 48 kW e un COP in riscaldamento a pieno carico pari a 4,49 (condizioni di riferimento: acqua lato utenza 40/45°C, acqua lato

sorgente 10/7°C). La potenza frigorifera nominale è pari a 40,7 kW e l'EER in raffreddamento a pieno carico pari a 4,17 (condizioni di riferimento: acqua lato utenza 12/7°C, acqua lato sorgente 30/35°C).

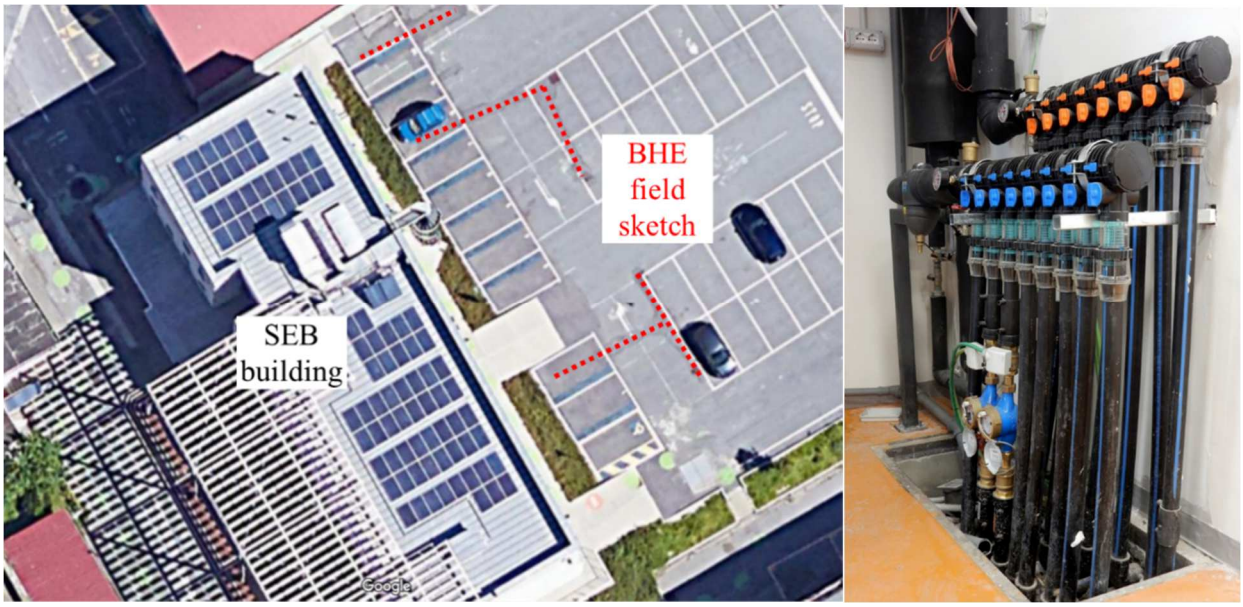


Figura 4 - Schema delle perforazioni effettuate presso il parcheggio retrostante la palazzina SEB e collettore dei BHEs

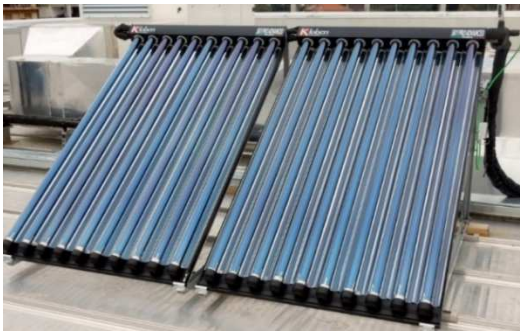


Figura 5 - Collettori solari termici installati sul tetto della palazzina SEB

L'acqua calda/fredda prodotta dalla pompa di calore geotermica viene trasferita a un serbatoio (della capacità di 500 litri) e al collettore che alimenta il circuito di riscaldamento/raffrescamento (composto da una rete di tubazioni e da ventilconvettori e radiatori a due tubi). La temperatura del serbatoio viene mantenuta a 45°C durante l'inverno e a 20°C durante l'estate (±1.5°C). L'acqua viene fatta circolare in tutto l'edificio per mezzo di due pompe dedicate. La dimensione dell'unità dipende dal carico di ogni locale. Durante la stagione di raffreddamento le temperature dell'acqua sono di 12°C in ingresso e 15°C in uscita (in/dal dispositivo); la temperatura di ingresso dell'aria è di 27°C. Durante la stagione di riscaldamento le temperature dell'acqua sono di 50°C in ingresso e 45°C in uscita (in/dall'apparecchio); la temperatura di ingresso dell'aria è di 20°C.

Infine, per la produzione di ACS vengono utilizzati tre diversi dispositivi, ovvero la pompa di calore geotermica, una pompa di calore aria/acqua e i collettori solari termici. In particolare, l'ACS viene preferibilmente prodotta utilizzando la sorgente solare che è totalmente rinnovabile. Quando la radiazione solare non è disponibile o è molto bassa si utilizza la pompa di calore geotermica e/o la pompa di calore ad aria. La pompa di calore ad aria (ASHP) è caratterizzata da una potenza termica nominale di 11.5 kW e un COP pari a 3,4. I 3 collettori solari sottovuoto hanno una superficie totale di 3,84 m^2 e sono orientati a sud con angolo di inclinazione di 15° (Figura 5).

<u>Il sistema termico del SEB: l'unità di trattamento aria (UTA) con pompa di calore ad alta efficienza</u>

Lo Smart Energy Building è inoltre dotato di un'unità di trattamento dell'aria (UTA), accoppiata a una pompa di calore aria-aria installata sul tetto. Il modello di UTA installato è un sistema completo di controllo dell'aria primaria con recupero di energia dall'aria di ritorno (exhaust air heat pump, EAHP). La portata

d'aria standard è pari a 4.600 m^3/h, con una potenza nominale in riscaldamento di ≈25 kW e una potenza nominale in raffrescamento di ≈40 kW.

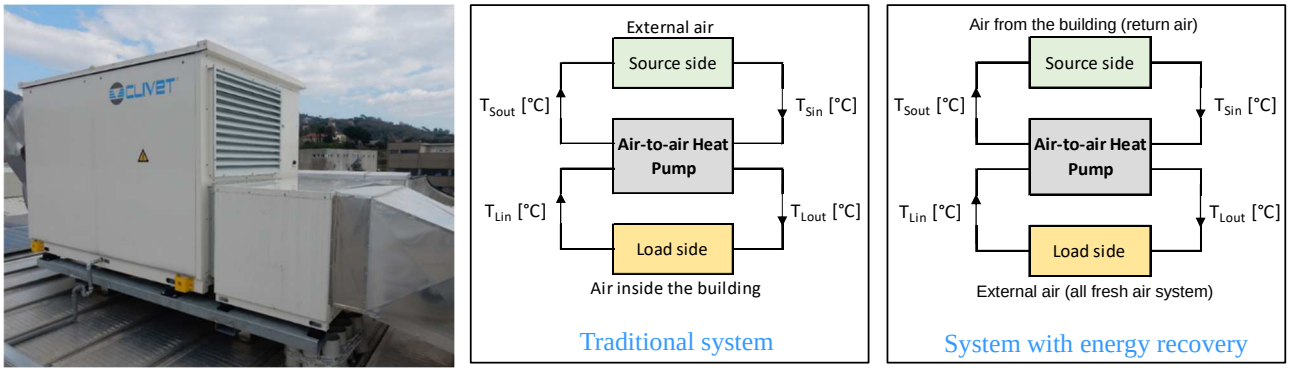


Figura 6 - UTA con pompa di calore ad alta efficienza. Schema del funzionamento del recupero termico dall'aria di ritorno

Nell'UTA, l'aria primaria proviene interamente dall'esterno (aria di rinnovo) mentre l'aria di ritorno, prima di essere rilasciata nell'atmosfera, scambia calore con l'evaporatore in modalità di riscaldamento e con il condensatore in modalità di raffreddamento (Figura 6). L'aria di ritorno, infatti, rappresenta una sorgente termica favorevole e stabile nel tempo, offrendo una temperatura più elevata lato evaporatore in modalità riscaldamento e più bassa lato condensatore in modalità raffreddamento. Di conseguenza, l'energia richiesta dai compressori può essere ridotta fino al 50% e il coefficiente di prestazione durante il funzionamento in riscaldamento può raggiungere il valore 6.

Nello *Smart Energy Building*, la ventilazione funziona in continuo quando l'edificio è occupato e viene interrotta solo durante le ore notturne o nei giorni festivi. Il sistema ad aria è molto importante perché è responsabile della qualità dell'aria all'interno dell'edificio e soddisfa la richiesta in termini di ventilazione (ricambi aria). Inoltre, ha anche la capacità di ridurre i carichi di riscaldamento e raffrescamento che devono essere soddisfatti dalle altre apparecchiature (es. ventilconvettori, radiatori). Infatti, l'aria di ventilazione trattata dall'UTA può arrivare a soddisfare completamente i carichi dell'edificio, soprattutto durante le stagioni a clima mite. Al contrario, durante i periodi di picco o per zone con diversi carichi interni (es. esposizione solare, apparecchiature o livelli di occupazione), è difficile per il sistema di ventilazione centralizzato garantire le condizioni di comfort in tutte le zone contemporaneamente. Di conseguenza, ventilconvettori e radiatori regolano localmente il livello di comfort soddisfacendo i picchi di carico sia in riscaldamento sia in raffrescamento.

<u>Impianto fotovoltaico</u>

Sul tetto del SEB è installato un impianto fotovoltaico, composto da 85 moduli in silicio policristallino (5 stringhe da 17 moduli ciascuno), che si estende su una superficie di circa 140 m^2 (Figura 7). È caratterizzato da una potenza di picco di circa 23 kW e, con una produzione energetica annua stimata di circa 26.000 kWh_e, può coprire circa l'80% del fabbisogno elettrico dell'edificio.



Figura 7 - Il campo di moduli PV istallati sul tetto della palazzina SEB

Iter di predisposizione e approvazione del provvedimento

Identificativo atto 2023-AC-58

Compito	Completato da	In sostituzione di	Data di completamento
Approvazione Amministratore proponente	Andrea BENVEDUTI		20/01/2023 15:50
* Approvazione Direttore generale/Vicedirettore generale (regolarità amministrativa tecnica e contabile)	Gabriella DRAGO		20/01/2023 15:05
* Approvazione Legittimità	Angela MILAZZO		20/01/2023 13:30
* Approvazione Dirigente (regolarità amministrativa tecnica e contabile)	Jacopo RICCARDI		20/01/2023 13:27
* Validazione Responsabile procedimento (Istruttoria)	Jacopo RICCARDI		20/01/2023 13:26

* La regolarità amministrativa, tecnica e contabile dell'atto è attestata da ciascun soggetto sopraindicato nell'ambito delle rispettive competenze.

Trasmissione provvedimento:
Bollettino Ufficiale della Regione Liguria per la sua pubblicazione integrale/per estratto
Sito web della Regione Liguria

Firmato digitalmente da:
PIETRO PAOLO GIAMPELLEGRINI
Regione Liguria
Firmato il: 23-01-2023 16:38:50
Certificato valido dal 13-10-2020 al 13-10-2023