

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - Giugno 2023

Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	
Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	
Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale (PNRR)	Emissioni	Rinnovabili	
Biocarburanti. Certificazione di sostenibilità. DM 14/11/2019	Emissioni	Rinnovabili	
Biocarburanti. Obbligo di immissione in consumo	Emissioni	Rinnovabili	
Biometano e biocarburanti avanzati. DM 2/3/2018	Emissioni	Rinnovabili	
Conto Energia per impianti fotovoltaici	Emissioni	Rinnovabili	
Decreto isole minori. DM 14/02/2017	Emissioni	Rinnovabili	
Garanzie di origine elettricità da fonte rinnovabile	Emissioni	Rinnovabili	
Incentivazione gruppi di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili	Emissioni	Rinnovabili	
Incentivazione rinnovabili elettriche non fotovoltaiche. DM 23/6/2016	Emissioni	Rinnovabili	
Incentivazione rinnovabili elettriche non fotovoltaiche. FER-E. DM 6/7/2012	Emissioni	Rinnovabili	
Incentivazione rinnovabili elettriche. DM 4/7/2019 (FER-1)	Emissioni	Rinnovabili	
Obbligo integrazione rinnovabili negli edifici nuovi o esistenti	Emissioni	Rinnovabili	
Scambio sul posto (SSP)	Emissioni	Rinnovabili	
Fondo nazionale innovazione	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Fondo per gli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Fondo per la crescita sostenibile	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Politiche di coesione	Emissioni	Efficienza	R.I.C.
Efficientamento degli edifici giudiziari (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Efficientamento energetico di cinema, teatri e musei (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Interventi per la resilienza, la valorizzazione del territorio e l'efficienza energetica dei Comuni (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Nuove stazioni di ricarica in città e autostrada per favorire l'utilizzo di veicoli elettrici (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Ospedali sicuri e sostenibili (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Piano di sostituzione di edifici scolastici e di riqualificazione energetica (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Potenziamento infrastrutturale del trasporto ferroviario regionale e dei sistemi di trasporto rapido di massa (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Semplificazione e accelerazione delle procedure per la realizzazione di interventi per l'efficientamento energetico (riforma PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Elettificazione banchine, cold ironing (PNRR)	Emissioni	Efficienza	
Agevolazione ricarica elettrica privata	Emissioni	Efficienza	
Audit energetici nelle imprese	Emissioni	Efficienza	
Bando progetti integrati innovativi per le isole minori non interconnesse	Emissioni	Efficienza	

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - Giugno 2023

Certificati Bianchi	Emissioni	Efficienza	
Detrazioni fiscali: bonus facciate	Emissioni	Efficienza	
Fondo Kyoto. D.M. 14/4/2015	Emissioni	Efficienza	
Fondo nazionale per l'efficienza energetica. D.M. 22/12/2017	Emissioni	Efficienza	
Incentivi per il rinnovo dei veicoli privati (ecobonus veicoli)	Emissioni	Efficienza	
Incentivo Marebonus e Ferrobonus	Emissioni	Efficienza	
Obbligo di efficientamento delle reti di illuminazione pubblica	Emissioni	Efficienza	
Piani urbani per la mobilità sostenibile - PUMS	Emissioni	Efficienza	
Piano infrastrutturale nazionale per la ricarica dei veicoli elettrici - PNIRE	Emissioni	Efficienza	
Programma Cargo Bike	Emissioni	Efficienza	
Programma di incentivazione per la mobilità urbana sostenibile (PrIMUS)	Emissioni	Efficienza	
Programma di informazione e formazione dei consumatori (PIF)	Emissioni	Efficienza	
Programma per la riqualificazione energetica degli edifici della pubblica amministrazione centrale (PREPAC)	Emissioni	Efficienza	
Programma sperimentale casa-scuola casa-lavoro	Emissioni	Efficienza	
Rinnovo mezzi per trasporto merci	Emissioni	Efficienza	
Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci	Emissioni	Efficienza	
Shift modale nell'ambito del trasporto passeggeri	Emissioni	Efficienza	
Standard emissivi per le auto nuove	Emissioni	Efficienza	
Sviluppo GNL nei trasporti marittimi e servizi portuali	Emissioni	Efficienza	
TPL: rinnovo parco mezzi	Emissioni	Efficienza	
Trasporto scolastico sostenibile	Emissioni	Efficienza	
TPL: misure per il TPL e la mobilità pubblica sostenibile	Emissioni	Efficienza	
Phase out del carbone	Emissioni	Sicurezza	
Fondo "Cresci al sud"	Emissioni		R.I.C.
Fondo di garanzia pubblica per PMI e professionisti	Emissioni		R.I.C.
Sostegno a progetti R&S per la riconversione dei processi produttivi nell'ambito dell'economia circolare	Emissioni		R.I.C.
Codice nazionale indicativo di buone pratiche agricole per il controllo delle emissioni di ammoniaca	Emissioni		
Linee guida per l'etichettatura ambientale degli imballaggi	Emissioni		
Programma nazionale di controllo dell'inquinamento atmosferico	Emissioni		
Programma sperimentale mangiaplastica	Emissioni		
Strategia Economia Circolare: 8) Criteri ambientali minimi (CAM)	Emissioni		

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - Giugno 2023

Strategia Economia Circolare: 1) Istituzione di un osservatorio nazionale	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 10) Uso sostenibile del suolo	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 11) Uso sostenibile delle risorse idriche in un'ottica di economia circolare	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 2) Registro elettronico di tracciabilità dei rifiuti	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 3) Incentivi fiscali a sostegno delle attività di riciclo e utilizzo di materie prime secondarie	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 4) Revisione del sistema di tassazione ambientale dei rifiuti	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 5) Diritto al riutilizzo e alla riparazione	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 6) Riforma del sistema EPR	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 7) Istituzione del registro nazionale dei produttori	Emissioni				
Strategia Economia Circolare: 9) Progetti di simbiosi industriale	Emissioni				
Interventi per l'incremento dell'agricoltura biologica	Emissioni				
IPCEI idrogeno e batterie	Rinnovabili	Sicurezza	Mercato	R.I.C.	
Aggregazione di impianti di generazione e utenze (D.lgs. 102/2014)	Rinnovabili		Mercato		
Idrogeno - Produzione di elettrolizzatori (PNRR)	Rinnovabili			R.I.C.	
Rinnovabili e batterie (PNRR)	Rinnovabili			R.I.C.	
Disciplina nazionale delle Aree Idonee	Rinnovabili				
Disciplina regionale delle Aree Idonee e piattaforma digitale	Rinnovabili				
Modalità per l'assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche	Rinnovabili				
Modello unico per impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici	Rinnovabili				
Semplificazioni iter autorizzativi impianti a fonti rinnovabili	Rinnovabili				
Semplificazioni iter autorizzativi impianti a fonti rinnovabili: modelli unici e piattaforma digitale	Rinnovabili				
Capacity market		Sicurezza	Mercato		
Diversificazione approvvigionamento e potenziamento GNL con nuove FSRU		Sicurezza	Mercato		
Diversificazione e potenziamento interconnessioni elettriche		Sicurezza	Mercato		
Diversificazione e potenziamento interconnessioni gas		Sicurezza	Mercato		
Incremento flessibilità mediante accumuli e integrazione settori		Sicurezza	Mercato		
Nuovi collegamenti e depositi costieri GNL		Sicurezza	Mercato		
Rafforzamento rete interna per favorire integrazione FER		Sicurezza	Mercato		
Interventi su resilienza climatica reti (PNRR)			Mercato		
Rafforzamento smart grid (PNRR)			Mercato		
Bonus sociale gas			Mercato		

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - Giugno 2023

Bonus sociale luce	Mercato	
Decreto energivori	Mercato	
Ruolo attivo consumatori e liberalizzazione dei mercati	Mercato	
Bus elettrici: filiera di produzione (PNRR)		R.I.C.
Ricerca e sviluppo sull'idrogeno (PNRR)		R.I.C.
Supporto a start-up e venture capital attivi nella transizione ecologica (PNRR)		R.I.C.
Cluster energia		R.I.C.
Credito d'imposta. Piano Transizione 4.0		R.I.C.
Fondo per la ricerca di sistema elettrico		R.I.C.

j

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

iii. *Principali questioni di rilevanza transfrontaliera*❖ **SETTORE ELETTRICO**

Nel 2021 la richiesta di energia elettrica è stata di 319,9 TWh, con un aumento del 6,2% rispetto all'anno precedente ed è stata soddisfatta per l'86,6% dalla produzione nazionale (per un valore pari a 277,1 TWh, +3,0% rispetto al 2020) al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi. La restante quota del fabbisogno (13,4%) è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero, per un ammontare di 42,8 TWh, in aumento del 32,9% rispetto all'anno precedente.

Nel 2022, secondo i dati preliminari del TSO (Terna), il fabbisogno di energia elettrica in Italia è stato pari a 316,8 TWh, un valore in flessione dell'1% rispetto al 2021. La richiesta di energia è stata coperta per 273,8 TWh da produzione interna, di cui il 31% dalle fonti rinnovabili (con la registrazione di un marcato calo della produzione idroelettrica). La restante quota di fabbisogno è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero (43 TWh).

La modesta contrazione della domanda di elettricità registrata nel 2022 è la risultante di un anno "a due velocità", con variazioni tendenziali positive nella prima parte dell'anno e negative a partire dal mese di agosto, conseguenza di una serie di fattori concomitanti: il caro prezzi che ha caratterizzato i mercati dell'energia, le misure di contenimento dei consumi elettrici attuate dai cittadini e dalle imprese anche su indicazione del Governo e le temperature piuttosto miti registrate nei mesi autunnali e invernali. Dal lato della produzione, la contrazione della generazione idroelettrica (-37,7%), imputabile al lungo periodo di siccità, è stata parzialmente compensata dall'aumento della generazione termoelettrica (+6,1%) e in particolare dall'incremento di quella a carbone a seguito delle azioni messe in atto dal Governo per fronteggiare la crisi gas. In questo scenario, il saldo con l'estero è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2021, a fronte di una forte variabilità nel corso dell'anno per la volatilità dei prezzi sui mercati dell'energia.

La rete elettrica di trasmissione nazionale è interconnessa con l'estero attraverso 26 linee: 4 con la Francia, 12 con la Svizzera, 2 con l'Austria, 2 con la Slovenia, 4 collegamenti in corrente continua (il cavo con la Francia, il cavo con la Grecia, il cavo con il Montenegro e il doppio collegamento, denominato SACOI, con la Corsica, continente da un lato e Sardegna dall'altro), un ulteriore cavo in corrente alternata tra Sardegna e Corsica, un collegamento in cavo sottomarino e terrestre a 220 kV tra Italia e Malta.

Di seguito i dati di import e di export dai vari Paesi con cui l'Italia è interconnessa.

Tabella 4 - Dati di import e di export dai vari Paesi con cui l'Italia è interconnessa

GWh	Francia	Svizzera	Austria	Slovenia	Grecia	Malta	Montenegro
Import 2021	15.153	19.468	1.258	5.450	1.857	34	3.353
Export 2021	1.185	1.256	12	74	518	547	190
Import 2022	14.397	20.286	1.499	6.214	1.741	6	3.248
Export 2022	1.210	1.041	9	23	1.054	646	422

(Fonte: Terna)

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Il contributo dell'import dai vari Paesi con cui l'Italia è interconnessa è guidato da due fattori fondamentali: il differenziale di prezzo orario dell'energia tra Italia e il Paese interconnesso e la capacità di interconnessione transfrontaliera. Il prezzo medio dell'elettricità sui mercati all'ingrosso dell'Italia è storicamente più elevato dei paesi limitrofi che dispongono di mix di generazione caratterizzati da minori costi di produzione e minore flessibilità che, nelle ore di ridotto carico e maggior produzione rinnovabile, conduce a prezzi anche negativi. Dinamiche piuttosto consolidate, ma che potrebbero subire un'evoluzione negli anni seguenti per il combinarsi di più fattori tra cui: la netta prevalenza di generazione da FER, elevati prezzi della CO₂, produzione di idrogeno ed evoluzione della regolamentazione dei mercati.

La capacità transfrontaliera è stata sviluppata in maniera preponderante sulla frontiera nord-occidentale (Francia e Svizzera) a cui è possibile ricondurre circa tre quarti dei volumi di energia elettrica importata. Si evidenzia come nel corso del biennio 2021-2022 la capacità di interconnessione ha avuto un incremento di circa 1,5 GW legato prevalentemente alla frontiera con la Francia. Per la frontiera francese si segnala, infatti, l'entrata in esercizio del Primo Polo dell'interconnessione Italia-Francia a novembre 2022, che ha messo a disposizione ulteriori 600 MW di potenza di scambio tra le frontiere (l'entrata in esercizio del secondo polo è prevista nel corso del 2023). Questi potenziamenti si aggiungono alla precedente entrata in esercizio di MONITA (interconnessione ITALIA - MONTENEGRO) avvenuta al termine 2019. Tali progetti erano menzionati in via di realizzazione nel precedente PNIEC 2019.

Figura 1 – Capacità di scambio transfrontaliera in import ed export delle interconnessioni esistenti (elaborazione max NTC 2023 e limiti di transito - fonte Terna)



PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Il gestore del sistema elettrico nazionale ha individuato progetti di medio e lungo termine che consentiranno un aumento della capacità di interconnessione con l'estero; aumento localizzato principalmente alle frontiere settentrionale e meridionale del Paese. Nel medio termine (2030) l'incremento totale stimato è di circa 1.900 MW, grazie alla prevista entrata in esercizio del progetto di interconnessione HDVC con la Tunisia "TUNITA" (incremento NTC sulla frontiera di 600 MW), della seconda interconnessione HDVC con la Grecia "GRITA 2" (incremento NTC sulla frontiera da 500 a 1000 MW), i collegamenti con l'Austria "Nauders-Glorenza" (NTC 300 MW) e "Prati di Vize – Steinach" (NTC 100 MW) e la riduzione di limitazioni di capacità con la Slovenia (con incremento NTC sulla frontiera di 400 MW). Nel lungo termine (2040) si prevede un aumento complessivo pari a 3.560 MW, con lo sviluppo dell'interconnessione con la Svizzera Valtellina – Valchiavenna con due ulteriori interconnessioni con l'Austria (totale NTC 660 MW).

A ciò si aggiungono diversi progetti privati di interconnessione con l'estero (cosiddette merchant lines), alcuni già autorizzati ed in corso di realizzazione.

❖ **SETTORE GAS**

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, si riporta il bilancio relativo al biennio 2021-2022.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Tabella 5 Bilancio del gas naturale, biennio 2021-2022

Bilancio del gas naturale – Italia (1)				
(milioni di standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)				
gennaio - dicembre				
		2022	2021	Variaz. %
a)	Produzione nazionale (2)	3.316	3.343	-0,8%
b)	Importazioni	72.403	72.592	-0,3%
	Mazara del Vallo	23.554	21.169	11,3%
	Gela	2.619	3.231	-18,9%
	Tarvisio	13.989	29.061	-51,9%
	Passo Gries	7.593	2.170	250,0%
	Melendugno	10.325	7.124	43,1%
	Panigaglia (2)	2.244	1.054	112,9%
	Cavarzerre (2)	8.243	7.219	14,2%
	Livorno (2)	3.785	1.416	167,4%
	Gorizia	26	39	-34,1%
	Altri	25	19	31,0%
c)	Esportazioni	4.614	1.543	198,9%
d)	Variazione delle scorte (2)	2.581	-1.591	-262,2%
e)= a)+b)-c)-d)	Consumo Interno Lordo	68.524	75.983	-9,8%

(1) Preconsuntivo al netto dei transiti

(2) Comprende consumi e perdite

La guerra russa all'Ucraina ha visto fortemente impegnata l'Italia e gli altri Paesi UE in un enorme sforzo per ridurre sin da subito l'import dalla Russia. L'Italia è riuscita a ridurre di oltre il 50% l'import di gas attraverso il metanodotto con ingresso a Tarvisio, incrementando l'utilizzo dei rigassificatori e l'import da Algeria (Mazara del Vallo) e su Passo Gries (Norvegia, prevalentemente). Si evidenzia anche che sono aumentate le esportazioni di gas di quasi il 200%. L'Italia riesce così a posizionarsi come hub energetico verso l'Europa, per cui diventano sempre più cruciali i rapporti con i Paesi che si affacciano sul Mediterraneo.

Il consumo in Italia nel 2022 è stato pari a 68,52 mld di Sm³, in diminuzione di circa il 10% rispetto ai dati del 2021 (pari a 75,98 mld di Sm³). Come detto sopra, il 2022 è stato un anno particolarmente critico a causa della guerra russo ucraina che ha determinato un orientamento delle politiche europee volte a trovare una sostituzione all'import di gas russo e, contemporaneamente volte a conseguire obiettivi di riduzione dei consumi. Un insieme di fattori, quali l'alto livello dei prezzi del gas (che ha portato a una riduzione dei consumi prima nel settore industriale e poi in quello civile), le temperature miti invernali oltre alle misure adottate hanno portato alla contrazione dei consumi di gas che a sua volta ha determinato un ridotto uso degli stoccaggi, il più basso che si sia avuto storicamente.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Il gas proveniente dall'estero viene immesso sulla rete nazionale di gasdotti attraverso 6 punti di entrata in corrispondenza delle interconnessioni con i metanodotti di importazione (Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Gela; Melendugno) e dai terminali di rigassificazione del GNL collegati alla rete nazionale dei gasdotti; "GNL Italia" nel mar ligure che immette a Panigaglia, "GNL Adriatico" nell'off-shore dell'Alto Adriatico che immette a Cavarzere e "OLT Offshore" nel Mar Tirreno davanti alla costa Toscana che immette a Livorno.

Per accelerare l'indipendenza dall'import russo, sono stati autorizzati due nuovi FSRU, il primo dei quali è stato collocato a Piombino; mentre il secondo verrà collocato a Ravenna. I due nuovi rigassificatori potranno garantire una capacità di rigassificazione incrementale di circa 10 miliardi di metri cubi anno.

Figura 2 – Mappa rete gas nazionale e principali punti di entrata



In tale percorso si inserisce anche il cosiddetto raddoppio del Tap che consentirà di disporre di una maggiore capacità di import di gas dal 2026.

Infine, è stato autorizzato il progetto di interconnessione con Malta attraverso un nuovo gasdotto con partenza da Gela (Progetto PCI). Tale progetto funzionerà in export.

L'attuale ricerca di diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas può portare l'Italia a porsi come un *hub* nel Mediterraneo, divenendo un punto di immissione di gas e di suo

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

convogliamento verso gli altri paesi europei (Malta, Slovenia, Slovacchia al momento), anche attraverso il rafforzamento di alcune infrastrutture (verso Austria) transfrontaliere e interne (Linea Adriatica).

Le importanti scoperte di gas naturale avvenute nel corso degli ultimi anni nell'area del Mediterraneo orientale – che include le zone economiche esclusive (ZEE) di Israele, Cipro ed Egitto – hanno posto le basi per nuove forme di collaborazione e per un potenziale riequilibrio del mercato energetico regionale ed europeo, anche in ottica di maggiore sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti. A seguito dei successi di queste attività esplorative, l'Egitto è infatti divenuto autosufficiente, ed esportatore; Israele è diventato produttore di gas naturale ed a sua volta esportatore attraverso la Giordania; laddove restano numerose aree ancora da esplorare nella ZEE di Cipro, ma anche in Egitto e nel resto del Levante. Le considerevoli quantità scoperte saranno pienamente commercializzabili nei prossimi anni e pertanto occorre individuare opzioni concrete di esportazione nel breve/medio termine e nel lungo termine.

L'Italia è tra i Paesi fondatori dell'East Mediterranean Gas Forum (EMGF), iniziativa nata su impulso dell'Egitto, che riunisce anche Grecia, Cipro, Israele, Giordania e Autorità Palestinese allo scopo di creare una piattaforma di cooperazione, che coinvolge anche il settore privato, su politiche comuni per l'utilizzo del gas scoperto, e da scoprire, nel Mediterraneo orientale, in vista della promozione di un mercato mutuamente vantaggioso e sicuro del gas nella regione, con ricadute potenziali anche oltre la regione stessa. Ai paesi fondatori membri dell'EMGF si è aggiunta la Francia quale Paese membro a pieno titolo, mentre Stati Uniti, Unione Europea e Banca Mondiale ne fanno parte come Osservatori.

Il Foro, fortemente promosso dall'Egitto - la sede si trova al Cairo e la posizione di Segretario Generale è dalla sua costituzione detenuta dall'Egitto - si è posto come importante interlocutore fra Paesi produttori, importatori e di transito del gas non solo per rendere commercializzabili le importanti quantità di gas scoperte e da scoprire ma anche nella promozione della transizione energetica e di politiche volte alla decarbonizzazione del settore del gas nel bacino del Levante, anche alla luce della recente presidenza dell'Egitto alla COP 27.

La recente crisi russo-ucraina e la conseguente necessità di rendersi indipendenti dalle forniture di gas russo hanno richiesto di massimizzare le importazioni di gas e di GNL da Paesi fornitori. A questo proposito, in coordinamento con ENI e SNAM, il TSO nazionale del gas, sono state intraprese iniziative per garantire nuove forniture di GNL dall'Egitto (fino a 3,5 miliardi di metri cubi).

Infine, è importante evidenziare il ruolo strategico che ha svolto lo stoccaggio gas, per assicurare la sicurezza energetica e garantire la modulazione stagionale della domanda, con circa 18,5 miliardi di metri cubi di capacità di stoccaggio.

❖ **SETTORE OIL**

◆ **OLEODOTTO TRANSALPINO (SIOT)**

L'oleodotto transalpino TAL (Transa-Alpine Pipeline) è una importante infrastruttura di trasporto di petrolio grezzo che attraversa le Alpi, collegando il Porto di Trieste alla città di Ingolstadt in Germania. L'oleodotto ha una lunghezza complessiva di circa 752 km ed una capacità di trasporto di circa 36 milioni di barili di petrolio grezzo all'anno e attraversa Italia, Austria e Germania, collegando il Porto di Trieste con i Länder tedeschi della Baviera e del Baden-Württemberg. La parte italiana dell'oleodotto, gestita dalla Società Italiana per l'Oleodotto Transalpino (SIOT) che fa parte del gruppo TAL, è lunga circa 150 km e comprende anche il parco serbatoi di San Dorligo della Valle ed il terminal marino sito nel Porto di Trieste.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Figura 3 – Oleodotto Transalpino, tracciato



Le petroliere approdano ai due pontili del Terminale Marino nel Porto di Trieste, dove il greggio viene scaricato e trasferito al Parco Serbatoi di San Dorligo della Valle (Trieste); da lì, l'Oleodotto Transalpino attraversa il Friuli-Venezia Giulia, tre regioni dell'Austria (Carinzia, Salisburghese e Tirolo) e la Baviera per giungere al Parco Serbatoi di Lenting nei pressi di Ingolstadt. Due diramazioni verso Est e verso Nord Ovest conducono il greggio verso le raffinerie tedesche.

Le raffinerie rifornite dall'infrastruttura sono otto, sei delle quali unicamente rifornite (e rifornibili) da questo oleodotto: si tratta dell'intero settore della raffinazione austriaca, ceca e del sud della Germania.

Attualmente è in corso il procedimento di autorizzazione, gestito dalla Regione Friuli-Venezia Giulia, per raggiungere una autosufficienza energetica attraverso la realizzazione, nel percorso che si sviluppa in Friuli, nelle località di Trieste, Reana del Rojale, Cavazzo e Paluzza, di quattro piccole centrali termiche, necessarie per azionare le pompe di spinta del greggio, senza dovere alimentarsi tramite la rete elettrica.

◆ **PARCO SERBATOI DI SAN DORLIGO DELLA VALLE**

Il Parco Serbatoi di San Dorligo della Valle, che fa parte dell'infrastruttura SIOT, è costituito da n.32 serbatoi a tetto galleggiante, con una capacità totale di oltre 2 milioni di metri cubi e vi possono essere stoccate contemporaneamente diverse qualità di petrolio greggio. Il greggio proveniente dai due pontili del Terminale Marino nel Porto di Trieste, viene stoccato nei serbatoi di San Dorligo, ed all'interno del Parco Serbatoi, attraverso la prima stazione di pompaggio, il greggio viene immesso nell'oleodotto nel suo viaggio verso il nord.

Il parco serbatoi è situato nella parte Sud Est della Zona Industriale di Trieste e, come detto, è adibito alle operazioni di stoccaggio e movimentazione del petrolio greggio proveniente dal Terminale Marino.

◆ **DEPOSITO COSTIERO DI OLI MINERALI SEASTOK**

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Nel Porto di Trieste opera la **Seastock Srl**, società del gruppo Tosto, che ha acquisito il terminal petrolifero della Società **Depositi Costieri Trieste SpA**. L'impianto per la movimentazione e lo stoccaggio di prodotti petroliferi, energetici ed oli minerali, ha una capacità di stoccaggio di 130.000 mc ed è costituito da n.26 serbatoi.

L'impianto rappresenta un *hub* fondamentale per il rifornimento di carburante in tutto il nord Italia e rappresenta una porta vicina ed accessibile per tutti i mercati dell'Europa centrale ed orientale.

❖ **ULTERIORI SETTORI DI COOPERAZIONE TRANSFRONTALIERA**

◆ **LA COOPERAZIONE TRANSFRONTALIERA IN AMBITO CCS**

L'Italia intende sviluppare la tecnologia di Carbon Capture and Storage (di seguito CCS). Assieme a Francia e Grecia è stato elaborato e presentato a marzo 2023 un piano regionale a sostegno dello sviluppo delle infrastrutture di CCS nel bacino del Mar Mediterraneo nell'ambito di applicazione del Regolamento TEN-E. Il piano transfrontaliero è scalabile e lo sviluppo di catene del valore della CCS, come quelle presentate di seguito, consente la promozione di ulteriori progetti nella regione. Di conseguenza, altri Paesi che si affacciano sul Mediterraneo potrebbero aderire successivamente per rafforzare la cooperazione regionale in materia di CCS.

Il ruolo della CCS è ampiamente riconosciuto per raggiungere la neutralità climatica e l'obiettivo di limitare il riscaldamento globale entro 1,5 gradi. Le catene del valore della CCS si sono cristallizzate nel Nord Europa facendo leva sull'uso di giacimenti in via di esaurimento oil & gas nel Mar del Nord, e si trovano in fasi di sviluppo relativamente avanzate. Al 2023 si registra un ritardo nello sviluppo di simili infrastrutture nel Sud Europa. Attivando una collaborazione rafforzata, Francia, Grecia e Italia hanno manifestato un interesse comune per facilitare i progetti CCS: massimizzare le sinergie sui processi di liquefazione, trasporto e stoccaggio della CO₂ e promuovere le infrastrutture con accesso terzi rappresentano i fattori chiave per la diffusione della cattura della CO₂ negli Stati membri dell'UE che intendono utilizzare tale tecnologia. Il Piano Mediterraneo per la CCS fornisce un quadro per le discussioni e la cooperazione tra i suoi firmatari, ma non impone alcun vincolo legale, normativo o politico e non sostituisce le politiche e le strategie CCS nazionali.

Lo sviluppo di un hub CCUS (Carbon Capture Utilisation and Storage), dove molti emettitori di CO₂ possono beneficiare di infrastrutture comuni e di una rete di trasporto transfrontaliera ad accesso aperto è fondamentale perché non tutti gli Stati membri hanno accesso a siti di stoccaggio geologico adeguati. Le catene del valore di liquefazione, trasporto e stoccaggio della CO₂ dovranno essere sviluppate a livello regionale, per motivi legati a:

- diversità di percorsi e depositi,
- aumento della concorrenza tra infrastrutture alternative,
- evitare posizioni dominanti (che potrebbero crearsi, ad esempio, se le catene del valore della CO₂ si verificano solo in alcune parti d'Europa),
- ottimizzazione dei percorsi di trasporto della CO₂.

◆ **POTENZIALI FLUSSI NAZIONALI E TRANSFRONTALIERI**

Con riferimento ai flussi internazionali di CO₂ provenienti da altri Paesi dell'area mediterranea, sono pervenute manifestazioni di interesse di iniezione in Italia, nell'ambito delle procedure del Regolamento TEN-E, da emettitori esteri, per un totale di oltre 1 Mton/anno di CO₂, provenienti principalmente dalla Francia, che si aggiungono a quelle relative agli impianti nazionali di almeno 3,6 Mton/anno ed una potenziale cattura ed esportazione dall'Italia verso la Grecia entro la prima metà del 2030. Sono probabili ulteriori sviluppi, in quanto la potenziale espansione della rete e la grande

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

capacità dei siti di stoccaggio di CO₂ sul territorio italiano consentono di ricevere volumi significativi di CO₂, captata da impianti industriali nazionali e di altri paesi del Mediterraneo, in particolare dalla Francia. D'altra parte, come accennato, è prevista anche l'esportazione dei volumi italiani di CO₂ catturata verso altri siti di stoccaggio nel bacino del Mediterraneo, in particolare verso la Grecia.

I progetti candidati PCI (progetti di interesse comunitario), riguardanti la regione del Mediterraneo (progetto "Callisto Mediterranean CO₂ Network", "Augusta C2" e "Prinos CO₂ storage"), sono specificamente progettati in un contesto transfrontaliero e coinvolgono l'Italia a diversi livelli. Il progetto CALLISTO Mediterranean CO₂ Network rientra nell'ambito più ampio del progetto italiano Ravenna CCS, che mira a fornire un'infrastruttura ad accesso aperto su vasta scala, offrendo a industrie e centrali elettriche situate sia in Italia che nel Sud Europa con emissioni di CO₂ difficili da abbattere una soluzione di decarbonizzazione tempestiva ed economica su base trasparente e non discriminatoria. Il progetto Callisto coinvolge l'Italia lungo l'intera filiera CCS, fornendo un impegno significativo per lo sviluppo delle infrastrutture per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO₂ in Italia. In questo progetto, l'Italia è il Paese destinatario delle emissioni di CO₂ di altri Paesi, diventando il perno della filiera attraverso il suo sito di stoccaggio geologico nel Mare Adriatico. D'altra parte, sia nel progetto di stoccaggio di CO₂ di Prinos che nel progetto di Augusta C2 l'Italia è parte del processo come Paese emettitore, poiché lo stoccaggio di CO₂ è situato presso il sito di stoccaggio di Prinos (Grecia).

La collaborazione con la Francia e con la Grecia per la realizzazione continua sia nell'ambito del processo di valutazione dei progetti PCI previsto dal Regolamento TEN-E, sia nel contesto bilaterale.

◆ **COOPERAZIONE TRANSFRONTALIERA PER L'ENERGIA RINNOVABILE OFFSHORE E CORRIDOI DI RETE OFFSHORE PRIORITARI**

Lo scenario di policy elaborato per il presente piano prevede che al 2030 siano installati complessivamente circa 131 GW di impianti a fonti rinnovabili (di cui circa 80 GW fotovoltaici e circa 28 GW eolici), con un incremento di capacità di circa 74 GW rispetto al 2021 (di cui circa +57 GW da fotovoltaico e circa +17 GW da eolico). Tale capacità potrebbe svilupparsi per una parte significativa al centro-sud del Paese per via della maggiore producibilità eolica e solare, sempre nel rispetto del burden sharing regionale. Per raggiungere questi sfidanti obiettivi sarà importante far ricorso alle diverse tecnologie rinnovabili disponibili, incluse quelle offshore (anche flottanti) al fine di sfruttare ulteriori aree ventose e soleggiate limitando il consumo di suolo e l'impatto paesaggistico.

A livello europeo, come noto, la strategia per le energie rinnovabili offshore (COM(2020) 741 final) evidenzia la necessità di raggiungere almeno 300 GW di energia eolica offshore e 40 GW di energia oceanica entro il 2050 nell'UE come mezzo chiave per raggiungere la neutralità climatica. Per facilitare lo sviluppo dell'energia rinnovabile offshore, il regolamento TEN-E del 2022 richiede che gli Stati membri all'interno dei loro specifici corridoi di reti offshore prioritari, tenendo conto delle specificità e dello sviluppo in ciascuna regione, concludano un accordo non vincolante per cooperare a livello transfrontaliero sugli obiettivi per le energie rinnovabili offshore da realizzare entro il 2050 all'interno di ciascun bacino marittimo, con una indicazione delle fasi intermedie nel 2030 e nel 2040, in linea con i PNIEC e il potenziale rinnovabile offshore di ciascun bacino marittimo.

L'Italia, che si affaccia sia sul bacino del Mediterraneo orientale, sia sul quello occidentale, ha adottato a gennaio del 2023 due accordi non vincolanti di questo tipo insieme agli altri Stati membri interessati (per quanto riguarda specificamente l'Italia la collaborazione si svolge con Grecia, Spagna, Francia, Malta, Croazia e Slovenia), con l'impegno a collegare alla rete nazionale italiana entro il 2030 fino a 4 GW nel corridoio prioritario della rete offshore "South and West Offshore Grids" e 4,5 GW nel corridoio di rete offshore prioritario "South and East Offshore Grids".

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

◆ **COOPERAZIONE PER LA REALIZZAZIONE DI UNA INFRASTRUTTURA TRANSFRONTALIERA PER L'IDROGENO**

Il progetto denominato "South H₂ corridor", sviluppato da Snam e da diversi TSO austriaci e tedeschi, rientra nella European Hydrogen Backbone⁵ e prevede la creazione di una serie di infrastrutture che colleghino i possibili futuri luoghi di produzione di idrogeno rinnovabile in Nord Africa e del sud Italia all'UE sfruttando le infrastrutture gas italiane opportunamente riadattate per il trasporto di questo vettore unitamente a nuovi tratti da realizzare. Assieme alle autorità competenti di Germania e Austria è stata valutata positivamente l'ipotesi di avviare gli studi necessari per realizzare il progetto che è stato candidato per ottenere lo status di Progetto di Interesse Comune ai sensi del Regolamento TEN-E (Reg. (UE) 2022/869) al fine di accedere ai fondi della Connecting Europe Facility (Reg. (UE) 2021/1153). Oltre a Germania e Austria diversi altri Stati Membri UE della regione centro orientale hanno manifestato l'interesse a collegarsi alla dorsale South H₂ corridor. Il corridoio collegherebbe l'Italia alla Germania, passando per l'Austria, ed ha il potenziale per essere sviluppato ulteriormente, aprendo alle risorse rinnovabili del Nord Africa tramite lo sfruttamento anche i gasdotti Trans Tunisian Pipeline ("TTPC") e Trans Mediterranean Pipeline ("TMPC") che collegano Algeria/Tunisia ed Italia. Il progetto, per la parte italiana riguarda la realizzazione di una dorsale italiana per il trasporto dedicato per soddisfare la domanda italiana ed europea di idrogeno collegando gli impianti di produzione e le infrastrutture di importazione alla domanda finale e ai paesi limitrofi.

In ultimo a fine 2021, è stato lanciato il progetto Sunshyne Corridor da 5 TSO europei – tra cui l'italiana Snam, l'austriaca TAG, la slovacca Eustream, la ceca NET4GAS e la tedesca OGE – per importare in Europa idrogeno verde prodotto in Nord Africa.

L'iniziativa, prevede il 'repurposing' di una parte dell'attuale rete europea del gas naturale per consentire l'afflusso di H₂ nordafricano sui mercati europei.

iv. Struttura amministrativa per l'attuazione delle politiche nazionali per l'energia e il clima

La riforma del titolo V della Costituzione e, in particolare l'articolo 117, colloca la materia della "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia" tra le competenze concorrenti tra Stato e Regioni.

Il testo dell'articolo 117 della Costituzione ha conservato alla potestà esclusiva dello Stato materie connesse al settore energetico, tra le quali:

- i rapporti con l'Unione europea;
- la tutela della concorrenza;
- la tutela dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali;
- la tutela dell'incolumità e della sicurezza pubblica;
- la tutela dell'ambiente e dell'ecosistema.

All'interno dei principi stabiliti dalla legge nazionale, tra le funzioni poste in capo alle Regioni vi sono:

- la formulazione degli obiettivi di politica energetica regionale;
- la localizzazione e realizzazione degli impianti di teleriscaldamento;
- lo sviluppo e la valorizzazione delle risorse endogene e delle fonti rinnovabili;
- il rilascio delle concessioni idroelettriche;
- la certificazione energetica degli edifici;
- la garanzia delle condizioni di sicurezza e compatibilità ambientale e territoriale;

⁵ L'iniziativa European Hydrogen Backbone (EHB) è costituita da un gruppo di trentadue operatori di infrastrutture energetiche allo scopo di realizzare una infrastruttura europea per il trasporto dell'idrogeno dai luoghi di importazione e di produzione verso i centri di consumo. L'iniziativa mira a definire il ruolo dell'infrastruttura dell'idrogeno - basata su gasdotti esistenti riadattati o di nuova costruzione per consentire lo sviluppo di un mercato europeo dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

- la sicurezza, affidabilità e continuità degli approvvigionamenti regionali.

Inoltre, in virtù dei tre vincoli che accomunano lo Stato e le Regioni nel legiferare - il rispetto della Costituzione, il rispetto dell'ordinamento comunitario e il rispetto degli obblighi internazionali - le Regioni sono chiamate, in solido con lo Stato, al raggiungimento degli obiettivi vincolanti previsti per il 2030 dall'Unione europea in materia di energia e di clima. Una modalità di raccordo tra Stato e Regioni, per la condivisione e il raggiungimento di obiettivi nazionali assunti in ambito comunitario, è stata sperimentata con riferimento agli obiettivi 2020 sulle fonti rinnovabili. In virtù del c.d. Decreto *burden sharing* (DM 15 marzo 2012), si fissava il contributo che le diverse Regioni e Province autonome erano tenute a fornire ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale, attribuendo a ciascuna di esse specifici obiettivi regionali di impiego di FER al 2020. Un approccio basato sulla ripartizione degli sforzi tra le diverse Regioni è opportuno, almeno in alcuni ambiti e nelle modalità appropriate, anche oltre il 2020, per assicurare la condivisione degli obiettivi e chiamare i governi territoriali a concorrere coerentemente al loro raggiungimento. La ripartizione della potenza obiettivo rinnovabile per singola regione (*burden sharing*) verrà aggiornata nel decreto sulle aree idonee di prossima emanazione.

In vista degli obiettivi al 2030, e successivamente al 2050, è inoltre necessario stimolare un ruolo più attivo degli Enti territoriali più vicini al cittadino. In particolare, attraverso la valorizzazione e il potenziamento delle azioni che tali Enti stanno portando avanti nell'ambito dei propri Piani di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) e Piani di Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC), strumenti operativi del "Patto dei Sindaci".

Le funzioni dello Stato chiamano in causa, in primo luogo, il **Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica** (MASE) il cui ambito di azione è molto ampio avendo al suo interno tutte le competenze ambientali, nonché alcune delle competenze chiave nel processo della transizione ecologica, inerenti principalmente al settore dell'energia, intesa anche come sicurezza ed economicità delle forniture.

Oltre al MASE, altri Ministeri sono coinvolti nel processo di individuazione e attuazione delle politiche e misure necessarie per raggiungere gli obiettivi del Piano, quali ad esempio il **Ministero dell'Economia e delle Finanze** (MEF), il **Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti** (MIT), il **Ministero delle Imprese e del Made in Italy** (MIMIT), il **Ministero dell'Agricoltura, della Sovranità Alimentare e delle Foreste** (MASAF), il **Ministero dell'Università e della Ricerca** (MUR), il **Ministero della Cultura** (MiC).

Inoltre, occorre segnalare che con Decreto Legge 1° marzo 2021, n. 22 è stato istituito, presso la Presidenza del Consiglio dei ministri, il Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica (CITE), che nasce dall'esigenza di fornire una prima definizione della *governance* della transizione ecologica, con il compito di coordinare le politiche nazionali in materia di riduzione delle emissioni di gas climalteranti, mobilità sostenibile, contrasto del dissesto idrogeologico e del consumo del suolo, risorse idriche e relative infrastrutture, qualità dell'aria ed economia circolare.

Il CITE è presieduto dal Presidente del Consiglio dei ministri o, in sua vece, dal Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, ed è composto dalle altre Amministrazioni centrali competenti per materia (MEF, MIT, MIMIT, MASAF, MLPS). Partecipano, altresì, gli altri Ministri o i loro delegati aventi competenza nelle materie oggetto dei provvedimenti e dei temi posti all'ordine del giorno.

Oltre alle Amministrazioni centrali dello Stato concorrono alla realizzazione delle politiche nazionali connesse al raggiungimento degli obiettivi nazionali diversi altri soggetti, operanti in un assetto coerente con le regole europee. Tra esse si citano innanzitutto l'**Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato** (AGCM) e l'**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente** (ARERA): nel rispetto dell'indipendenza dal potere esecutivo, tali organismi hanno, sia pur con ruoli diversi, compiti essenziali di tutela degli interessi dei consumatori e di promozione della concorrenza, di garanzia sull'efficienza e sulla diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, anche in materia di energia,

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

nonché, per quanto riguarda ARERA, di regolare buona parte degli strumenti connessi alle politiche energetiche nazionali.

La società **Terna S.p.A.** svolge il ruolo di operatore dei sistemi di trasmissione nazionale (TSO). I compiti di Terna prevedono la gestione della rete ad alta e altissima tensione, la manutenzione delle infrastrutture di rete, la pianificazione dello sviluppo e la costruzione della rete, il dispacciamento ossia la gestione dei flussi di elettricità sulla rete, garantendo un equilibrio costante tra domanda e offerta elettrica. Tali servizi regolamentati vengono svolti in regime di monopolio sulla base della concessione governativa, con regolazione di ARERA.

La società **Snam S.p.A.** è il principale operatore infrastrutturale del trasporto e dispacciamento, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale. Con riferimento all'attività di trasporto e dispacciamento, la controllata **Snam Rete Gas** si configura come gestore del sistema di trasporto del gas naturale in regime di separazione proprietaria in osservanza del D.lgs. 1° giugno 2011, n.93, che ha recepito le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE relative alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale. L'insieme delle regole per l'accesso e l'utilizzo del servizio di trasporto sulla rete di metanodotti di Snam Rete Gas, nonché i livelli di qualità del servizio, sono definiti nel Codice di Rete approvato da ARERA, la quale disciplina inoltre il sistema tariffario del trasporto di gas naturale stabilendo i criteri di determinazione delle tariffe per ciascun periodo di regolazione.

Di particolare rilievo per il futuro, anche in ottica di strategia di lungo termine, si rivela il rafforzamento della cooperazione tra Terna e Snam, con l'intento di coordinare lo sviluppo dei rispettivi piani decennali sulla base di scenari condivisi e coerenti con il PNIEC e con la Strategia di lungo termine, in relazione alle necessità connesse alla penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

La rete di distribuzione elettrica in Italia è suddivisa attualmente tra 126 **imprese distributrici (DSO)**, operanti sulla base di concessioni del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e delle Province di Trento e Bolzano. Si tratta di soggetti molto differenziati per ampiezza del territorio servito, dimensione e disciplina giuridica di riferimento (Comuni, aziende municipalizzate, tipologie di società). Gli atti di concessione ministeriale sono pubblicati sul sito web del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica; inoltre, Terna pubblica e tiene aggiornato sul proprio portale l'elenco delle imprese distributrici e dei relativi codici identificativi, nonché l'archivio storico delle variazioni societarie intervenute relativamente a tali imprese. Più articolata, e peraltro in riorganizzazione, la struttura delle concessioni di distribuzione gas.

Di particolare rilievo sono le funzioni del **Gestore dei Servizi Energetici (GSE)**, società interamente partecipata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), operante in conformità con gli indirizzi strategici e operativi definiti dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e responsabile della gestione e del monitoraggio dei meccanismi di sostegno alle energie rinnovabili - nel settore elettrico, termico e dei trasporti - e all'efficienza energetica.

Fanno parte del gruppo GSE: la società **Ricerca sul Sistema Energetico (RSE)**, il **Gestore dei Mercati Energetici (GME)** e l'**Acquirente Unico (AU)**.

RSE è una società attiva nell'analisi, studio e ricerca applicata all'intero settore energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema e a finanziamenti internazionali. I principali contenuti dei progetti RSE attengono all'evoluzione di metodi e tecnologie per la produzione energetica sostenibile, la distribuzione e lo stoccaggio dell'energia elettrica, gli scenari di sistema energetico in linea con gli obiettivi e gli indirizzi della politica energetica nazionale e i programmi energetici dell'UE.

GME è responsabile dell'organizzazione e della gestione economica del mercato elettrico, dei mercati dell'ambiente, del gas naturale e dei carburanti secondo criteri di neutralità, trasparenza e