



**LA DECARBONIZZAZIONE  
IN ITALIA NON PASSA PER IL GAS**



**LEGAMBIENTE**

---

## INDICE

### Premessa

1. Il metano non aiuta la decarbonizzazione
2. Il sistema elettrico nazionale
3. Primi passi verso la decarbonizzazione
4. Espemporaneità e contraddizioni nello sviluppo di nuove centrali turbogas
5. Il ruolo delle rinnovabili
6. I luoghi della transizione
  - 6.1 Il caso Sardegna
  - 6.2 Il caso Brindisino
  - 6.3 Il caso friulano
  - 6.4 Il caso spezzino
  - 6.5 Il caso di Civitavecchia

ALLEGATO 1: Principali centrali termoelettriche di produzione da fossile (>50 MW)

ALLEGATO 2: Sviluppo della rete gas, dal Rapporto Snam 2019

### Rapporto a cura di:

Katiuscia Eroè, responsabile energia Legambiente  
Andrea Poggio, responsabile mobilità di Legambiente  
Vincenzo Tiana, Legambiente Sardegna  
Doretto Marinazzo, Circolo di Brindisi  
Michele Tonzar, Circolo Legambiente di Monfalcone  
Stefano Sarti, Circolo La Spezia

*Si ringrazia l'Ing. Alex Sorokin, consulente energetico internazionale per la collaborazione*



## PREMESSA

L'Accordo di Parigi, gli obiettivi di decarbonizzazione, l'urgenza della crisi climatici ma anche l'emergenza sanitaria richiedono, da parte di tutti gli Stati del Mondo, Italia compresa, un **cambio di rotta forte e innovativo** che deve vedere il **settore energetico protagonista di un cambio radicale** non solo nel modo di produrre energia elettrica e termica, che entro il 2040 dovrà escludere l'uso delle fonti fossili, ma anche nel modo di approvvigionamento, di distribuzione, di consumo attraverso un modello distribuito da fonti rinnovabili in cui i consumatori (cittadini, amministrazioni e imprese) diventano produttori e autoconsumatori e in cui gli elettrodomestici non saranno solo più punti di consumo, ma anche fonti di accumulo. Così come la mobilità, che dovrà essere ripensata ed adeguata alle necessità della transizione energetica e alla decarbonizzazione.

In questo nuovo scenario, determinante per la salvaguardia delle comunità cittadine, dei centri urbani, dei territori agricoli e di pregio e dello stesso tessuto produttivo, sarà non solo la posizione che ogni Paese avrà rispetto all'urgenza di affrontare e combattere i cambiamenti climatici, ma anche quali strade si vorranno percorrere. Certo è, che questo cambiamento richiede **investimenti importanti** non solo in termini di infrastrutture e impianti, ma anche e soprattutto in termini di reti, di accumuli, di mezzi di trasporto collettivo, di veicoli ed utenze smart e di tutta l'economia nazionale.

Per fare questo è **urgente e necessario affrontare le "regole del gioco" della nostra economia**, nate ai tempi di Adam Smith (1723–1790; padre fondatore dell'economia politica) e cresciute nell'era dell'abbondanza di energia fossile. Per questo tagliate su misura e strumentali per questo tipo di modello di sviluppo. Per consentire la transizione verso le rinnovabili occorre intervenire prima di tutto sulle regole, in modo da eliminare le barriere burocratiche che impediscono lo sviluppo delle tecnologie sostenibili, e di rendere economicamente conveniente la loro applicazione.

A seguito dei negoziati a Bruxelles sull'aumento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, stimolato dalla necessità di presentare un PNIEC (Piano Integrato Energia e Clima) coerente rispetto agli obiettivi già assunti dal nostro Paese, anche in Italia il dibattito è aperto. **Un dibattito, però, che piuttosto che mirare alla decarbonizzazione attraverso lo sviluppo delle fonti rinnovabili, paradossalmente, continua a focalizzare l'attenzione sul metano e sul suo presunto ruolo quale fonte di transizione e di aiuto al raggiungimento dell'obiettivo.**

Il primo passo per il raggiungimento, nel nostro Paese, degli impegni internazionali è la **chiusura entro il 2025 delle centrali a carbone**, per una capacità di oltre 7.900 MW. Questo tema ha generato a livello nazionale, così come a livello locale, un dibattito acceso sul futuro delle comunità locali che vivono intorno a queste centrali. Da una parte i territori esprimono giustamente l'aspirazione legittima di vedere realizzata una riconversione nel rispetto della piena sostenibilità ambientale (che escluderebbe ogni impianto a fonte fossile) e la necessità di salvaguardare l'economia locale e i livelli di occupazione attuale. Dall'altra si pone la giusta necessità di mantenere in sicurezza la rete e in generale il servizio di alimentazione elettrica dell'economia del paese.

Infatti, per rispondere a quest'ultima esigenza, il Ministero dello Sviluppo Economico italiano pone la necessità di costruire non solo tra i 3 e 4.000 MW di nuove centrali elettriche a gas (dipende da quale documento ci tiene in considerazione tra PNIEC e proposte Terna discusse nei tavoli di lavoro del Ministero), ma anche diversi investimenti pubblici in infrastrutture del gas, in modo da aumentare la capacità di approvvigionamenti a metano del nostro paese.

A rafforzare tale convinzione e con la scusa di mantenere in sicurezza la rete e i servizi elettrici, l'introduzione del "Capacity Market" che, attraverso una remunerazione economica aggiuntiva, mira ad agevolare e rendere più competitive sul mercato le centrali programmabili (ovvero le centrali termoelettriche tradizionali a gas metano). A tale sistema che, in linea di principio, potrebbe essere aperto sia a impianti da fonti fossili che da rinnovabili (in forma aggregata), possono invece accedere solo gli impianti inquinanti, esistenti o di nuova costruzione, ai quali per i prossimi 15 anni sono previste risorse per 1-1,4 miliardi di euro l'anno, pagati in bolletta dai consumatori. Un costo che potrebbe essere ridotto se associato invece alle sole centrali esistenti utilizzate per eventuali momenti di picco.

Di fronte all'emergenza climatica, agli obiettivi di decarbonizzazione, alle opportunità che altre tecnologie più pulite e sostenibili potrebbero offrire ai territori e alle proposte del Governo, comprese quelle nel nuovo Piano Integrato Energia e Clima, diverse le domande da porsi per comprendere quale la migliore strada possibile per il nostro Paese.

**La prima riguarda certamente se il gas aiuta la decarbonizzazione?** come noto, la molecola del metano ha un "effetto serra" maggiore della CO<sub>2</sub>, ma grazie a una emivita di 10 anni, non ha destato più di tanto preoccupazione: infatti, dopo dieci anni metà del metano si trasforma in vapore d'acqua e in CO<sub>2</sub>. Se la presenza di metano nell'atmosfera non cresce, perché quella nuova emessa ogni anno è pari alla quantità che si ossida spontaneamente (il 2%), il metano ha un "effetto serra" costante e limitato. Per questa ragione sino ad ora ci si è preoccupati essenzialmente della continua crescita delle emissioni di CO<sub>2</sub>, rispetto alle quali il metano, pur svolgendo la sua parte di "colpevole" tra i combustibili fossili, si presentava ancora come "il più pulito". Infatti, a parità di apporto energetico, il metano è responsabile di minori emissioni CO<sub>2</sub> rispetto al petrolio (25% in meno) e ancor meno del carbone (quasi la metà). Quindi, il metano non fa bene al clima, ma è meno peggio di altri combustibili fossili.

Le altre domande riguardano in modo specifico il nostro sistema energetico: alla luce dagli obiettivi di crescita dell'impiego delle fonti rinnovabili, e della conseguente riduzione della domanda per il gas metano, **che senso ha investire denaro pubblico per aumentare le capacità di approvvigionamento di un gas fossile nel nostro Paese? Non solo, ma vista l'attuale sovraccapacità delle centrali a metano esistenti in Italia, quali vantaggi porterebbe all'Italia continuare ad investire in nuove centrali a metano, visto il sottoutilizzo di quelle**

esistenti? Siamo proprio sicuri che per compensare la chiusura delle centrali a carbone, l'unica strada percorribile sia quella delle nuove centrali a metano? Alla luce della crescente elettrificazione dell'economia (vedi quanto accade in tema di mobilità elettrica e di riscaldamento grazie alle pompe di calore), non sarebbe invece più logico puntare a sviluppare in tempo utile la rete e le infrastrutture elettriche? E proprio per meglio accogliere in rete le fonti rinnovabili, non sarebbe più lungimirante puntare sullo sviluppo della capacità di accumulo nel nostro Paese, valorizzando anche i pompaggi idroelettrici che, grazie alla lungimiranza dei nostri nonni e bisnonni, già esistono in gran numero e sono operativi nel nostro paese?

Obiettivo di Legambiente, attraverso il rapporto *La decarbonizzazione in Italia non passa per il gas*, è proprio quello di rispondere a queste domande, alla base di ogni dibattito pubblico e istituzionale in tema di riconversioni e transizione, dando risposte concrete in ottica di decarbonizzazione al Governo e a tutti quei soggetti che continuano a difendere modelli superati, vecchi e inquinanti, non in grado di rispondere alle esigenze di innovazione del Paese, di decarbonizzazione, di contrasto ai cambiamenti climatici, all'inquinamento atmosferico, alla qualità di vita dei cittadini e neanche al mantenimento dei posti di lavoro.

Quello che appare chiaro dai numeri riportati dall'analisi è che **l'Italia non deve commettere l'errore di sostituire i 7.900 MW a carbone con nuovi impianti a gas**. Le nuove centrali elettriche a metano costruite negli ultimi due decenni hanno prodotto una situazione di sovrabbondanza: oggi, infatti, il parco di generazione esistente ammonta a 115.000 MW di potenza installata, quasi il doppio rispetto alla domanda massima sulla rete (58.219 MW nel luglio 2019, fonte Terna). **Il Rapporto dimostra come per compensare la chiusura delle centrali a carbone basterebbe aumentare le ore medie annue di esercizio delle centrali a gas esistenti da 3.261 a 4.000 ore medie l'anno.**

**Mettiamo subito in chiaro che si tratta di un scenario poco auspicabile in quanto richiederebbe in sé un aumento dei consumi di metano. Ma la quantificazione tecnica dimostra che, per l'uscita dal carbone, non occorre realizzare nessun nuovo impianto a gas metano.**

Infatti questo scenario andrebbe accompagnato con una sempre più marcata riduzione dei consumi di gas, a seguito di interventi di efficientamento, come quello del riscaldamento civile (da convertire a pompe di calore alimentate elettricamente) e dall'elettrificazione dei trasporti, a partire dallo sviluppo del un sistema pubblico collettivo (bus, tram, metro, ecc), e della mobilità elettrica, i cui consumi possono essere soddisfatti da sistemi di generazione diffusi attraverso le fonti rinnovabili.

Ma per raggiungere tali obiettivi il nostro Paese, fin da subito, iniziare ad investire in modo massiccio sulle fonti rinnovabili, a partire da solare ed eolico, di cui il nostro Paese ha grandi potenziali, con numeri di installazioni ben più alti di quelli fino ad oggi trattati anche nei cosiddetti anni d'oro (2009 - 2011).

Tenendo presente l'emergenza climatica, sempre più evidente e in grado di mettere a rischio territori e popolazione, appare imperativo che l'Italia riduca fino ad azzerare quasi i consumi di gas al 2040, **iniziando fin da subito a non distrarre risorse economiche per nuovi impianti come previsto con il Capacity Market**. Risorse che potrebbero essere destinate al necessario forte incremento delle fonti rinnovabili che **devono crescere con numeri ben maggiori di quanto fatto negli ultimi anni**<sup>1)</sup>, ma anche eliminando tutti i vantaggi al settore gas, si veda il tema delle accise e dell'iva.

E questo va accompagnato non solo con forti politiche di efficientamento del settore industriale, edilizio e mobilità fortemente dipendenti dal gas metano, ma anche a serie e concreti piani di riconversione delle aree dove sono le centrali a carbone, che grazie alle risorse messe a disposizione dal Green New Deal europeo possono dare a questi territori una nuova opportunità di creare aree produttive sostenibili e di sostegno alla rete.

Ma per farlo è necessario che l'Italia sia pronta con un serio piano che prenda in considerazione i costi di bonifica e le alternative possibili, dalle rinnovabili ai progetti di economia civile garantendo così la sicurezza della rete, ma anche l'occupazione. Importante ricordare infatti che le risorse messe a disposizione dall'Europa sono destinate anche alla formazione dei lavoratori e l'Italia non può perdere questa occasione.

<sup>1)</sup> Vedi il Rapporto Elements per Legambiente: Obiettivo: 1,5°C Roadmap e policy per anticipare la completa decarbonizzazione al 2040



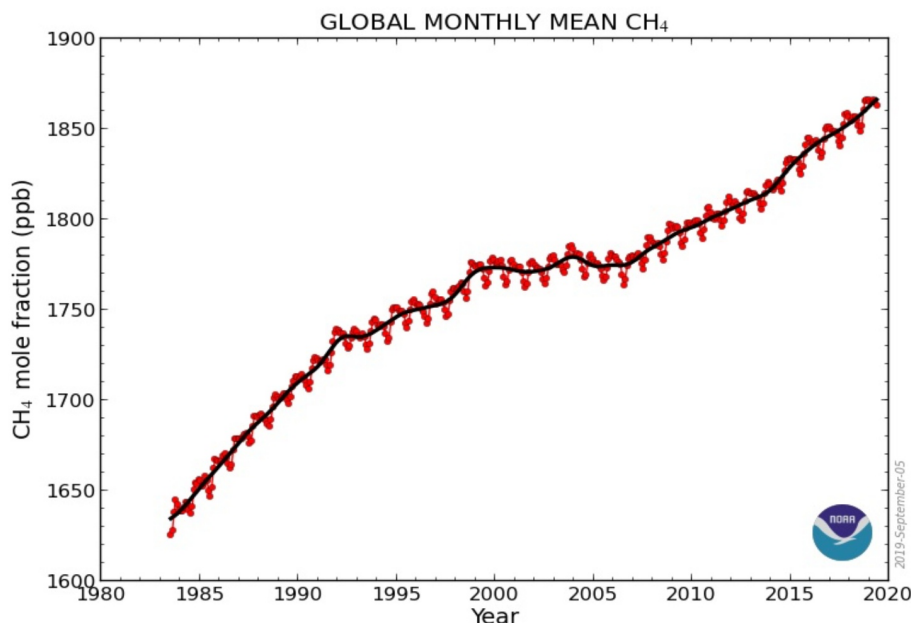
# 1 IL METANO NON AIUTA LA DECARBONIZZAZIONE

**Il primo mito da sfatare in tema di decarbonizzazione, è che il metano non aiuta nel processo di decarbonizzazione.** Un ruolo ormai messo ampiamente in discussione grazie alle recenti scoperte e da vecchi problemi come quelli delle perdite in atmosfera che si aggiungono al peso delle nuove estrazioni di shale gas, mettendo fine all'illusione non solo del metano come fonte “di transizione”, ma anche di mitigazione parziale rispetto ad altri combustibili fossili che mettono in evidenza come sia necessario ridurre, fino a ad azzerare l'estrazione e il consumo di metano per fermare la crisi climatica.

## Perché cresce il metano in atmosfera?

E' noto che la molecola di metano -  $\text{CH}_4$  - abbia un “effetto serra” maggiore della  $\text{CO}_2$ , ma grazie a una emivita di 10 anni, non ha destato più di tanto preoccupazione: infatti, dopo dieci anni metà del metano si trasforma in vapore d'acqua e in  $\text{CO}_2$ , come, semplificando il messaggio, se si trattasse di una lenta combustione prolungata negli anni<sup>2)</sup>. Se la presenza di metano nell'atmosfera non cresce, perché quella nuova emessa ogni anno è pari alla quantità che si ossida spontaneamente (il 2%), il metano ha un “effetto serra” costante e limitato.

## TREND DELLE MEDIE MENSILI DELLE CONCENTRAZIONI GLOBALI DI METANO IN ATMOSFERA



Per questa ragione sino ad ora ci si è preoccupati essenzialmente della continua crescita delle emissioni di  $\text{CO}_2$ , rispetto alle quali il metano, pur svolgendo la sua parte di “colpevole” tra i combustibili fossili, si presentava ancora come “il più pulito”. Infatti, a parità di apporto energetico, il metano è responsabile di minori emissioni  $\text{CO}_2$  rispetto al petrolio (25% in meno) e ancor meno del carbone (quasi la metà)<sup>3)</sup>.

**Ma il metano è un gas serra molto più potente della  $\text{CO}_2$** , specialmente su tempi brevi: 72 volte nei primi 20 anni dalla sua dispersione in atmosfera. La “forzante” climatica del metano avrebbe in questo secolo un ruolo decisamente più sensibile: **“conterebbe” come un aumento di un terzo delle emissioni di  $\text{CO}_2$ !**

La preoccupazione è cresciuta quando la presenza media del metano in atmosfera terrestre, passata, dal 1750 ad oggi, da 0,7 a 1,8 ppm (parti per milione), dopo un periodo di sostanziale stabilità tra il 1990 e il 2007, è ripresa a salire rapidamente.

## Quale poteva essere la causa?

Si sono accusati gli allevamenti bovini, il maggior consumo di gas naturale e le relative fughe del sistema estrattivo e distributivo; si è puntato il dito sul “fracking”, il nuovo sistema estrattivo dello “shale gas” basato sulla frantumazione idraulica delle rocce argillose ricche di idrocarburi, sviluppato da una quindicina d'anni soprattutto nel Nord America. Ma non si avevano ancora le prove scientifiche definitive.

<sup>2)</sup> Realclimate <https://www.climalteranti.it/2012/03/12/tanto-rumore-per-il-metano>

<sup>3)</sup> Il Global Warming Potential (GWP), il potenziale climalterante di un gas, è riferito ad un arco temporale (tipicamente assunto pari a 100 anni) per il quale vale il confronto con l'anidride carbonica: ebbene, il GWP del metano in 100 anni è pari a 25, quindi ai fini del riscaldamento globale provocato da una tonnellata di metano equivale a quella di 25 tonnellate di anidride carbonica. Siccome il metano in atmosfera è 200 volte meno della  $\text{CO}_2$ , l'effetto sul clima (in cent'anni) è un decimo della  $\text{CO}_2$ .

Una nuova ricerca di Robert W. Howarth<sup>4)</sup> pubblicata da una delle più autorevoli riviste scientifiche del settore, ha raccolto le analisi del metano presente nell'atmosfera terrestre negli ultimi anni e ne ha studiato per così dire il "DNA" del carbonio che presenta diversi isotopi, due di questi stabili ma con comportamenti chimici leggermente diversi, il carbonio 12 di origine biologica (biogenica), da paludi, allevamenti bovini, risaie, discariche e il carbonio 13 la cui origine è invece legata a fuoriuscite spontanee da depositi superficiali e/o da attività minerarie in fase di estrazione, dai giacimenti fossili oppure di origine "pirogenica", cioè dalla combustione incompleta nelle abitazioni o nell'industria.

Le ricerche di Howarth hanno però messo in evidenza come in l'aumento della presenza in atmosfera di metano abbia una caratteristica intermedia tra i due isotopi, e la sua provenienza sia legata ai giacimenti di shale gas e al suo metodo estrattivo capace di liberare maggior quantità di idrocarburi e inquinare le acque. Dimostrando come l'aumento delle emissioni di gas di scisto (forse in combinazione con quelle di olio di scisto) costituisce per oltre la metà dell'aumento totale delle emissioni di combustibili fossili."

### **Cosa succede se il metano aumenta?**

Gran parte delle emissioni di metano è costituito da "perdite" sistemiche di gas nel ciclo produttivo, trivellazioni, pozzi, nuovi processi estrattivi "shale gas", distribuzione, stoccaggi e serbatoi. Con un peso che si orienta, nelle ricerche e nella letteratura, tra l'1 e 3% del metano che viene ogni anno consumato nel mondo. Poco, ma abbastanza.

Infatti se la concentrazione di gas metano fosse inferiore all'1% non si registrerebbe alcun un accumulo in atmosfera, perché il metano che si ossida naturalmente sarebbe molto di più. Con perdite uguali o superiori al 2% la concentrazione di metano in atmosfera cresce, come sta accadendo negli ultimi 12 anni.

### **Dal metano c'è da attendere un miglioramento ambientale nel termoelettrico?**

Le centrali elettriche<sup>5)</sup> alimentate a carbone hanno in Italia un rendimento medio di conversione in centrale del 34%, le moderne a petrolio del 51%, a gas ciclo combinato anche del 56%. E' quindi evidente che, in assenza di alternative tra carbone o metano nella produzione termoelettrica da fonte fossile, conviene senz'altro usare metano, non solo dal punto di vista delle emissioni climalteranti (CO<sub>2</sub>, metano e ossidi di azoto), ma anche e soprattutto dal punto di vista degli inquinanti dannosi per la salute e l'ambiente, come ad esempio le polveri e i composti carboniosi. Nel 2017 il carbone ha generato 33 TWh di energia elettrica su 295 complessivi, circa l'11% dell'elettricità prodotta in Italia, mentre le fonti rinnovabili, vecchie e nuove, nel 2018 ben il 39%. Quindi se tutto il carbone fosse sostituito da metano, usando le esistenti centrali a ciclo combinato, diminuiremmo le emissioni di CO<sub>2</sub> di ben 15 milioni di tonnellate.

Gli obiettivi europei e nazionali però sono di decarbonizzazione e se la stessa quantità di elettricità venisse prodotta da nuove fonti rinnovabili, saremmo in grado di ridurre la CO<sub>2</sub> di 26 milioni di tonnellate.

2  
3

<sup>4)</sup> Department of Ecology and Evolutionary Biology, Cornell University, Ithaca, NY, USA - <https://www.biogeosciences.net/16/3033/2019/>

<sup>5)</sup> fattori emissione 2019 - Ispra - [http://www.isprambiente.gov.it/files2019/pubblicazioni/rapporti/R\\_303\\_19\\_gas\\_serra\\_settore\\_elettrico.pdf](http://www.isprambiente.gov.it/files2019/pubblicazioni/rapporti/R_303_19_gas_serra_settore_elettrico.pdf)



## 2. IL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Secondo il PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) nel 2016 i Consumi Finali Lordi complessivi di energia in Italia si sono attestati intorno a 120 Mtep, di cui circa 22 Mtep da fonti rinnovabili. Nel settore elettrico, nello stesso anno, sul totale della produzione lorda nazionale di 295,8 TWh (ovvero 25,4 Mtep) il 35% circa è stato generato da fonti rinnovabili, tra queste il maggior contributo è arrivato dall'idroelettrico (35%), seguito dal solare (23%), dalle bioenergie (19%), dall'eolico (17%) e da quella geotermica (6%).

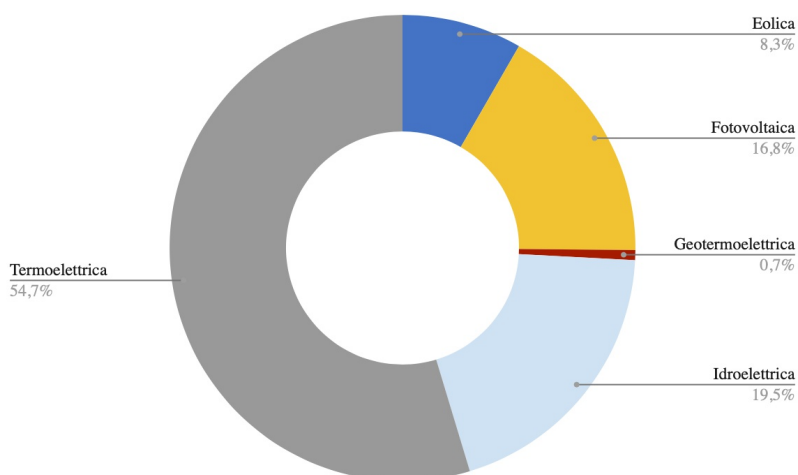
Il parco di generazione, nello stesso anno, era costituito da oltre **750mila gli impianti complessivi**, tra fonti rinnovabili e fonti fossili per una capacità (potenza) complessiva di **117,1 GW** (114,9 nel 2018). Tra questi si contavano 732.053 impianti solari fotovoltaici, 10.287 altri impianti rinnovabili e 5.745 centrali termoelettriche da fossile.

Della potenza complessiva installata nel nostro paese, il **54,7% è di tipo termoelettrico**, alimentato a fonti fossili tra **carbone** (7.961 MW), **gas** (54.668 MW) e **prodotti petroliferi** (2.604 MW).

**Le 5.745 centrali termoelettriche alimentate a fonti fossili in grado di produrre il 72% circa della produzione nazionale**, pari a **209,5 TWh** e con una potenza efficiente lorda di 61.628 MW. Il ruolo più importante è quello giocato dal gas metano, con 65,1% della produzione termoelettrica di origine fossile, mentre i combustibili solidi (principalmente carbone), soddisfano il 15% dei consumi elettrici nazionali.

### CAPACITÀ DI GENERAZIONE ELETTRICA IN ITALIA PER FONTE - 2017

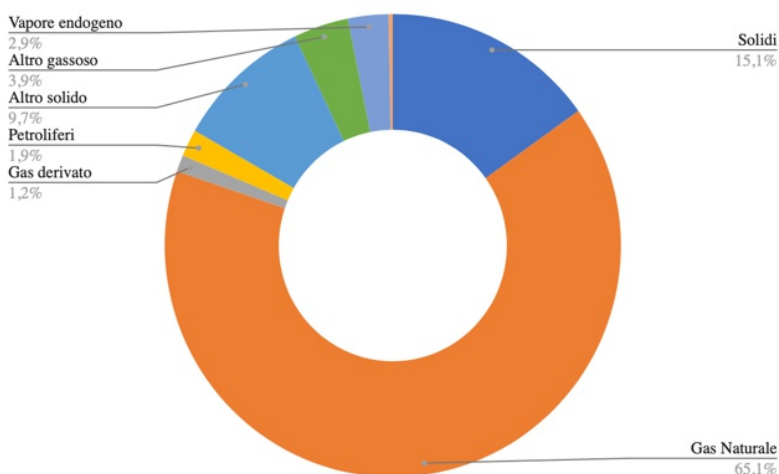
(Totale potenza = 117,1 GW)



Elaborazione Legambiente su dati Terna

### ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA PER FONTE FOSSILE IN ITALIA - 2017

(Totale energia prodotta in Italia = 209,5 TWh)



Elaborazione Legambiente su dati Terna

Gli impianti termoelettrici per la produzione da fossile di energia elettrica e/o termica sono distribuiti in tutte le

Regioni italiane, e quella che risulta avere maggiori capacità produttive è la **Lombardia**, con 11.483 MW di potenza installata, seguita dalla **Puglia**, con 7.808 MW di potenza e dall'**Emilia Romagna** con 6.468 MW di potenza installata.

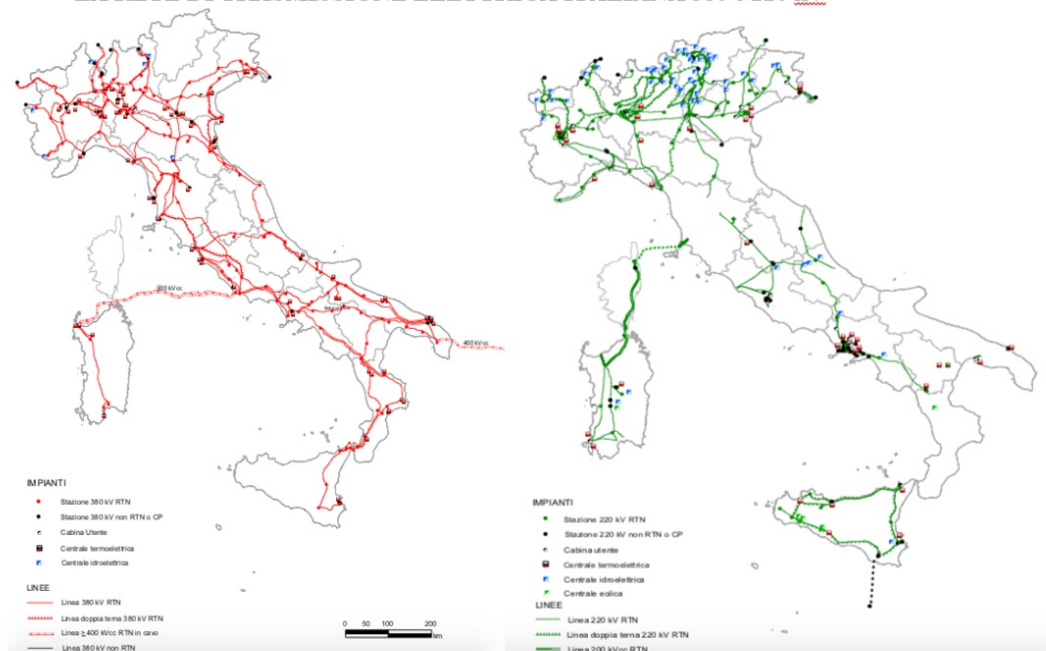
#### DISTRIBUZIONE CENTRALI TERMOELETTRICHE

REGIONE	N_CENTRALI	MW	REGIONE	N_CENTRALI	MW
Piemonte	570	4.851,0	Marche	154	546,7
Valle d'Aosta	19	14,0	Lazio	234	5.866,4
Lombardia	1.329	11.483,2	Abruzzi	69	1.512,4
Trentino Alto Adige	357	309,4	Molise	23	1.136,2
Veneto	670	3.300,8	Campania	173	2.438,2
Friuli Venezia Giulia	212	1.665,0	Puglia	107	7.808,2
Liguria	50	1.497,9	Basilicata	42	242,3
Emilia Romagna	1.037	6.468,2	Calabria	76	3.677,1
Toscana	356	2369,0	Sicilia	100	5.635,9
Umbria	115	718,1	Sardegna	52	2.505,1

Fonte Terna - Vedi allegato 1 per distribuzione regionale

Tutti questi impianti sono connessi alla rete elettrica nazionale, la quale è suddivisa da Terna (gestore nazionale rete di trasmissione) in **6 principali zone di scambio**: Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Sardegna e Sicilia. La rete nazionale conta **877 stazioni elettriche** e **22.078 km di rete di trasmissione elettrica** in alta tensione, di cui 11.202,1 km da 380 kV e 10.875 km da 220 kV. A queste vanno poi aggiunti i collegamenti con l'estero.

#### LA RETE DI TRASMISSIONE ELETTRICA ITALIANA 380 e 220 kV



Fonte Terna

Come evidenziato nelle figure seguenti, interessante è il **cambio dei flussi di energia che negli ultimi 15 anni sono radicalmente modificati**. Infatti il crescente contributo delle fonti rinnovabili, concentrati prevalentemente nel sud e nelle isole, ha provocato l'inversione dei flussi energetici da sud verso nord, contrariamente a quanto avveniva negli anni precedenti.





### 3. PRIMI PASSI VERSO LA DECARBONIZZAZIONE

In ottica di decarbonizzazione, gli obiettivi italiani dovrebbero essere quelli di chiudere i 7.961,7 MW di centrali a carbone entro il 2025 e poi entro il 2040 arrivare alla chiusura di tutte le altre centrali inquinanti alimentate da fonti fossili, gas metano compreso. Obiettivo che ha generato a livello nazionale e locale dibattiti accesi sul futuro delle centrali.

Da qui la domanda principale: **come chiudere 7.961,7 MW di centrali a carbone in pochi anni salvaguardando l'occupazione e l'economia locale, oltre che l'affidabilità e sicurezza del sistema elettrico nazionale?**

Le risposte proposte dalla SEN, ma anche dal PNIEC, così come da territori come la Sardegna **ritornano sempre al vecchio modello basato su fonti fossili, puntando a costruire nuove centrali a gas, al posto di quelle a carbone.**

In particolare il piano prevede la realizzazione di nuovi **3.000 MW di potenza a gas** - di cui almeno il 50% di tipo OCGT (Open Cycle Gas Turbine = Turbogas a ciclo aperto = tecnologie a basso investimento ma poco efficiente con maggiori emissioni di CO<sub>2</sub> e maggiori costi di esercizio). Anche i **400 MW di cosiddetti "peakers a gas" previste per la Sardegna**. Sono di tipo OCGT a bassa efficienza, invece, i **1.000 MW di potenza a gas** prevista "per incremento carico" sono probabilmente di tipo a ciclo combinato. -. A queste previsioni si aggiungono **12.000 MW di nuova capacità da FER, e 3.000 MW di pompaggi/accumuli.**

Tutti necessari per rispondere ai problemi della sicurezza di rete e di affidabilità del servizio elettrico nazionale, le cui necessità sono ancora da dimostrare conti alla mano.

Scenari e criticità raccontati anche dal Rapporto Scenari 2019 di Terna e Snam, uniti nel chiedere al Governo più gas, come dimostra la tabella sottostante ripresa proprio dal loro lavoro in cui si evidenzia la necessità di avere almeno 50 GW di potenza termoelettrica al 2040, alimentata a gas. Potenza comunque inferiore al parco gas già esistente.

**Domanda: Ma è davvero necessaria tutta questa nuova capacità a gas per affrontare il periodo di decarbonizzazione, ovvero di transizione verso un modello basato sulle fonti rinnovabili?**

Il parco termoelettrico italiano, pari ad una potenza complessiva di 64 GW di potenza, è composto da 8 tipologie diverse di impianti. Tra quelli per la sola produzione elettrica gli impianti a ciclo combinato (CC), alimentati principalmente a gas metano, con 21,8 GW, seguiti dagli impianti a vapore a condensazione, per lo più vecchi di decenni, alimentati invece da combustibili solidi (principalmente carbone) oppure a olio combustibile. Questi 2 insieme producono il 44% dell'energia elettrica prodotta dal parco termoelettrico per la sola produzione elettrica. Anche per gli impianti in cogenerazione, ovvero con produzione combinata di energia elettrica e calore, a giocare il ruolo principale sono sempre gli impianti a ciclo combinato (CC), alimentati a gas metano oppure syngas proveniente da processi industriali, con il 29,5% della potenza installata e il 39,1% della produzione di energia.

SCENARI PREVISIONALI BAU, CEN, DEC e PNIEC

	2025				2030				2040		
	BAU	CEN	DEC	PNIEC	BAU	CEN	DEC	PNIEC	BAU	CEN	DEC
Energia usi finali (Mtep)	115	110	109	109	114	104	103	104	115	93	90
Fabbisogno elettricità (TWh)	330	326	338	325	340	332	356	330	371	352	391
Punta di carico (GW)	55	55	57	54	56	57	62	62	62	60	72
FER totali (GW)	59,5	62,4	72,2	66,1	70,7	70,7	94,3	93,3	92,7	99,0	123,1
Eolico	11,5	13,7	15,2	15,7	13,6	13,6	18,9	18,4	17,6	22,1	25,4
Solare	22,5	23,8	31,7	26,8	30,5	30,5	49,3	50,9	47,5	50,6	69,8
Idroelettrico	20,1	20,1	20,1	19,1	20,8	20,8	20,8	19,2	21,8	21,8	21,8
Altre FER	5,4	4,8	5,2	4,5	5,8	4,8	5,3	4,8	5,8	4,5	6,1
Termoelettrico (GW)	54	50	50	49	50	50	50	50	50	50	50
Accumulo elettrico (GW)	7,4	10,7	10,4	12,7	7,4	12,7	13,4	17,9	7,4	14,3	18,9
Pompaggi	7,4	10,4	8,9	10,4	7,4	11,9	10,4	11,9	7,4	11,9	11,9
Batterie	0	0,3	1,5	2,3	0	0,8	3,0	6,0	0	2,4	7,0
Gas totale (mld m3)	75,9	77,5	73,7	70,7	79,6	73,5	68,6	62,0	84,4	76,5	67,2
Gas naturale (mld m3)	75,9	74,6	72,6	70,0	79,6	65,2	64,8	61,0	84,4	58,0	54,0
di cui CCS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,8	7,6
Gas verdi (mld m3)	0	3,0	1,1	0,7	0	8,3	3,7	1,0	0	18,5	13,2
Biometano	0	3,0	1,1	0,7	0	8,1	3,7	1,0	0	12,0	12,0
Idrogeno	0	0	0	0	0	0,2	0	0	0	3,0	1,2
Metano sintetico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,5	0
Punta di domanda gas (mln m³/giorno)	467	458	451	n.d.	461	429	423	n.d.	454	399	388

Documento di Descrizione degli Scenari 2019, Snam Terna

**Un parco di generazione elettrica poco sfruttato.** Infatti, facendo i conti in base alle statistiche di Terna, e mettendo in correlazione i diversi dati diventa possibile determinare le ore equivalenti di esercizio annuale delle centrali (in media **3.261 ore/anno**) e il fattori di carico delle diverse tipologie di impianti per la generazione termoelettrica di energia, **pari ad una media del 37%.**



## UTILIZZO DELLE CENTRALI TERMOELETTRICHE TRADIZIONALI ESISTENTI

Italia 2017 - Ore annuali di esercizio e fattori di carico calcolati in base a potenza e produzione lorda di energia termoelettrica tradizionale												Scenario senza carbone e senza nuove centrali		
Sfondo arancione evidenzia valori di maggiore incidenza	Potenza installata		Solidi GWh/a anno	Gas Naturale GWh/a anno	Gas Derivati GWh/a anno	Petro- lio GWh/a anno	Altri comb. solidi GWh/a anno	Altri comb. gas GWh/a anno	TOTALE produzione lorda		Ore equiv. esercizio (medi) ore/anno	Fattore di carico (medio) %	Ore equiv. esercizio ore/anno	Totale produzione lorda GWh/a anno
	MW	%							GWh/a anno	%				
<b>Impianti con sola produzione di energia elettrica</b>														
a combustione interna (CI)	1.240	1,9%		275	31	222	1.255	2.982	4.765	2,3%	3.842	44%	4.200	5.200
a turbine a gas (TG)	2.719	4,2%		541		8	12	33	593	0,3%	218	2%	240	700
a vapore a condensazione (C)	11.748	18,3%	32.489	365		1.683	4.414	8	38.960	18,7%	3.316	38%	-	-
a ciclo combinato (CC)	21.824	34,1%		52.389		3	1.975	11	54.378	26,0%	2.492	28%	5.000	109.100
a vapore a controcompressione (CPC)	171	0,3%												
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	181	0,3%												
<b>TOTALI / MEDIE</b>	<b>37.883</b>	<b>59,1%</b>	<b>32.489</b>	<b>53.569</b>	<b>31</b>	<b>1.916</b>	<b>7.656</b>	<b>3.034</b>	<b>98.695</b>	<b>47,3%</b>	<b>2.605</b>	<b>30%</b>		<b>115.000</b>
<b>Impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore</b>														
a combustione interna (CIC)	3.367	5,3%		9.047	136	37	1.738	5.314	16.271	7,8%	4.833	55%	5.300	17.800
a turbine a gas (TGC)	1.033	1,6%		4.531		427	15	4	4.976	2,4%	4.816	55%	5.300	5.500
a ciclo combinato (CCC)	18.883	29,5%	126	71.686	1.327	1.355	7.093	26	81.612	39,1%	4.322	49%	5.800	109.500
a vapore a controcompressione (CPC)	717	1,1%	13	690		114	642		1.460	0,7%	2.036	23%	2.200	1.600
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	2.161	3,4%		827	1.008	234	3.735	5	5.809	2,8%	2.689	31%	3.000	6.500
<b>TOTALI / MEDIE</b>	<b>26.163</b>	<b>40,9%</b>	<b>139</b>	<b>86.781</b>	<b>2.470</b>	<b>2.167</b>	<b>13.222</b>	<b>5.350</b>	<b>110.128</b>	<b>52,7%</b>	<b>4.209</b>	<b>48%</b>		<b>140.900</b>
<b>TOTALE CENTRALI TERMOELETTRICHE TRADIZIONALI</b>	<b>64.045</b>	<b>100%</b>	<b>32.627</b>	<b>140.349</b>	<b>2.501</b>	<b>4.083</b>	<b>20.878</b>	<b>8.385</b>	<b>208.824</b>	<b>100%</b>	<b>3.261</b>	<b>37%</b>	<b>4.000</b>	<b>255.900</b>
"Solidi" = principalmente carbone					Incremento di produzione ottenibile senza carbone e senza nuove centrali a gas: <b>+23%</b>									

Elaborazione dell'Ing. Alex Sorokin per Legambiente su dati Terna

Tralasciando le Turbogas (TG) a ciclo aperto, che hanno un fattore di carico molto basso, pari al 2%, perché inefficienti, costose ed entrano in funzione solo per la copertura dei picchi di consumo, la maggiore "anomalia", per le tipologie solo elettrico, si riscontra nelle centrali a Ciclo Combinato (a metano) nonostante presentino una buona efficienza, un forte sotto-utilizzo, con un fattore di carico pari solo al 28% e una media di 2.421 ore l'anno di esercizio.

Da questi numeri appare subito chiaro un **primo scenario ipotizzabile da questi numeri, certamente non auspicabile**, ma che dimostra fin da subito e con assoluta chiarezza come sia **possibile affrontare l'uscita dal carbone senza la necessità di nuovi impianti o infrastrutture a gas**.

I numeri di Legambiente, infatti, mostrati in tabella, dimostrano come aumentando le ore medie anno di esercizio delle centrali, passando quindi da 3.261 ore medie annue a 4.000 ore l'anno, sia possibile compensare la mancata produzione di energia elettrica generata dal carbone. Ad esempio passando - nel parco dedicato alla sola produzione elettrica - per le centrali a combustione interna (CI) da 3.842 ore/anno a 4.200 ore/anno e da 2.492 ore/anno a 5.000 ore/anno per le centrali a ciclo combinato. O per gli impianti dedicati alla produzione combinata, ad esempio quelli a ciclo combinato (CC) da 4.322 ore/anno a 5.800 ore/anno.

Un ipotesi plausibile, dimostrata anche dall'analisi dell'efficienze medie delle centrali termoelettriche presenti nel nostro Paese e calcolata sulla base dei consumi specifici medi. Come mostra la tabella in basso, attraverso una scala cromatica, sono diversi i settori di produzione dove sono possibili inefficienze da sanare.

## EFFICIENZA MEDIE CENTRALI TERMOELETTRICHE IN ITALIA 2017

kJ / kWh    1 kJ = 4,1868 kCal	Potenza installata		Efficienze medie						
			Solidi	Gas Naturale	Gas Derivati	Petrolio	Altri comb solidi	Altri comb gass	Media
	MW	%							
<b>Impianti con sola produzione di energia elettrica</b>									
a combustione interna (CI)	1.240	1,9%		37%	39%	38%	41%	37%	38%
a turbine a gas (TG)	2.719	4,2%		30%		23%	27%	32%	30%
a vapore a condensazione (C)	11.748	18,3%	39%	39%		35%	27%	39%	37%
a ciclo combinato (CC)	21.824	34,1%		54%		41%	47%	39%	53%
turbo espansione (TE)	171	0,3%							
altro genere (V)	181	0,3%							
<b>TOTALI / MEDIE</b>	<b>37.883</b>	<b>59,1%</b>	<b>39%</b>	<b>53%</b>	<b>39%</b>	<b>35%</b>	<b>32%</b>	<b>37%</b>	<b>44%</b>
Legenda: <span style="color: green;">■</span> efficienza buona <span style="color: orange;">■</span> efficienza bassa									
<b>Impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore</b>									
a combustione interna (CIC)	3.367	5,3%		64%	54%	52%	48%	51%	57%
a turbine a gas (TGC)	1.033	1,6%		59%	74%	72%	40%	49%	60%
a ciclo combinato (CCC)	18.885	29,5%	82%	58%	44%	56%	59%	48%	58%
a vapore a contropressione (CPC)	717	1,1%	72%	73%		75%	62%		67%
a vapore a condensazione con spillamento (CSC)	2.161	3,4%		40%	39%	46%	30%	36%	33%
<b>TOTALI / MEDIE</b>	<b>26.163</b>	<b>40,9%</b>	<b>81%</b>	<b>59%</b>	<b>42%</b>	<b>57%</b>	<b>45%</b>	<b>51%</b>	<b>56%</b>
<b>TOTALE CENTRALI TERMOEL.</b>	<b>64.045</b>	<b>100,0%</b>							

Elaborazione dell'Ing. Alex Sorokin per Legambiente su dati Terna

### Non solo...

La produzione termoelettrica annuale da metano ha raggiunto il suo massimo storico nel 2007 (anno pre crisi) con un consumo di 34 miliardi di mc. Le previsioni del PNIEC, considerando la chiusura di tutte le centrali a carbone nel 2025, confermano un consumo di gas metano di 37.709 ktep (43,5 miliardi di smc) al 2040, pari al 30% del consumo interno lordo, **affidando a questa fonte inquinate un ruolo ancora determinante nel sistema energetico nazionale**. Eppure dando uno sguardo ai consumi del gas metano, dati dalla stessa Snam, è facile osservare come questi siano in diminuzione e secondo le previsioni non raggiungono i 30 miliardi di mc nel 2025 e i 26 miliardi di mc nel 2030. **Numeri che confermano come nel nostro Paese non sia assolutamente necessaria la realizzazione di nuove infrastrutture**. Anche perché la maggior parte del gas sarebbe di importazione e questo non andrebbe a garantire neanche il tema dell'indipendenza energetica.

### I CONSUMI DI GAS NATURALE NELLA GENERAZIONE ELETTRICA

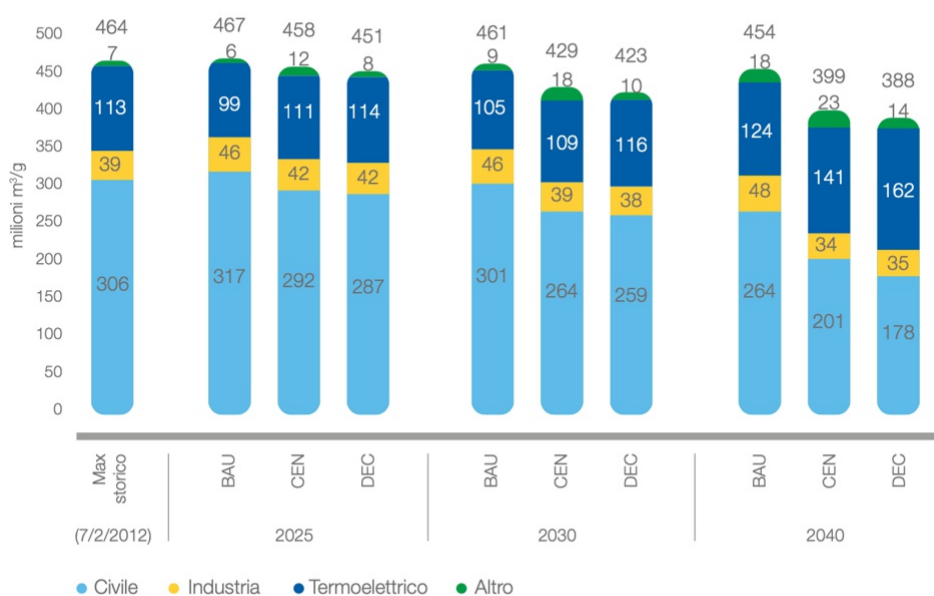


Documento di descrizione degli scenari 2019" – Snam, Terna

Analizzando più da vicino il lavoro svolto da Snam non si evince alcuna criticità nella fornitura di gas naturale occasionale, ovvero nelle ore e momenti di massima richiesta. Infatti come è possibile vedere dal grafico, la punta massima di consumo si è registrata nel 2012 con 464 milioni di mc di gas consumato, e il settore che maggiormente incide in tal senso è quello civile.

Da allora l'Italia è stata caratterizzata da inverni più caldi e, le abitazioni stanno subendo un progressivo, seppur lento, miglioramento grazie alle politiche di efficientamento degli edifici e degli impianti. Le stesse previsioni, sempre a cura Snam-Terna, non lasciano prevedere aumenti, neppure nel peggiore degli scenari (BAU 2025 e 2040), compresi i momenti di picco, che ormai si sono spostati dal periodo invernale - dove a causa del freddo generalmente si registravano i momenti di maggior richiesta di gas - a quello estivo, periodo in cui vi è una maggiore necessità di energia elettrica, facilmente producibile con altre tecnologie.

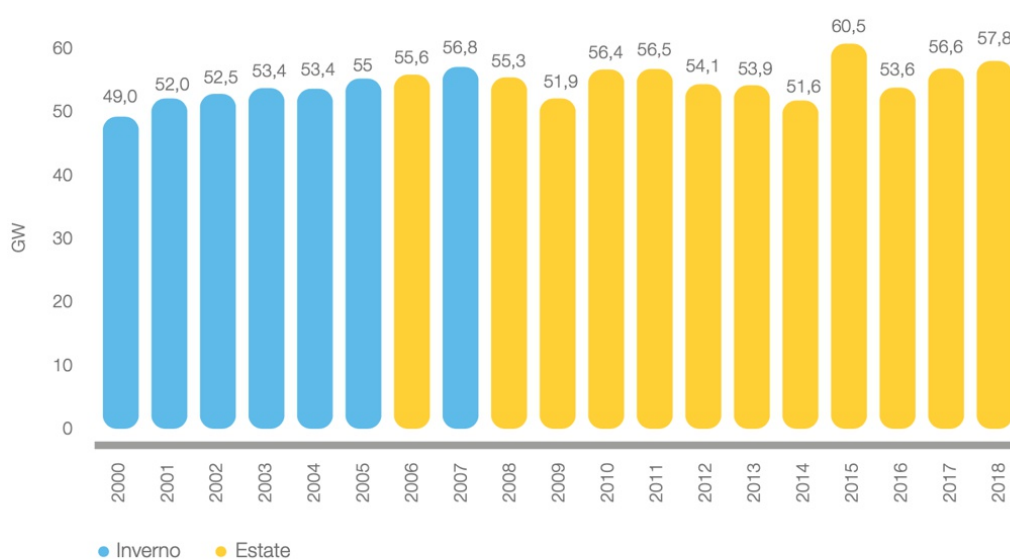
### DOMANDA GIORNALIERA DI GAS IN CONDIZIONI DI FREDDO ECCEZIONALE



Documento di descrizione degli scenari 2019” – Snam, Terna

Dal punto di vista elettrico, infatti è giustificabile la previsione di aumento dei consumi considerata dal PNIEC, considerando sia gli spostamenti di richiesta energetici in base alla stagionalità, e considerando l'elettificazione dei

### MASSIMA DELLA DOMANDA ELETTRICA DAL 2000

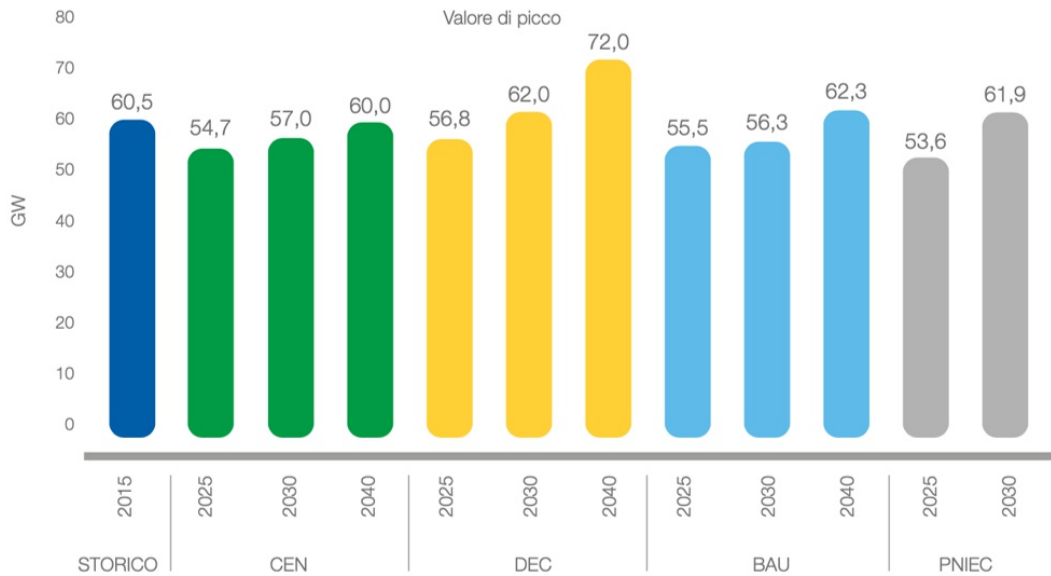


Documento di descrizione degli scenari 2019” – Snam, Terna

Infatti il PNIEC prevede di incrementare da 7 a 12 di GW idroelettrici per pompaggi e di disporre di 6 GW nuovi di stoccaggio elettrochimico.

settori mobilità e riscaldamento. Incremento che però nel Piano Integrato Energia e Clima appare modesto, passando da 60,5 GW registrato nel 2015 ai 61,9 GW. Un valore che può essere facilmente coperto attraverso le fonti rinnovabili, con particolare riferimento al solare fotovoltaico, eolico connesse a sistemi di accumulo che insieme all'idroelettrico e ai pompaggi può svolgere un ruolo fondamentale nella regolazione di potenza alla rete, previsti dallo stesso PNIEC, in un sistema decentrato. In prospettiva anche da condensatori o volani elettromeccanici.

## VALORI DELLA PUNTA DI CARICO ELETTRICO - SCENARI



*Documento di descrizione degli scenari 2019” – Snam, Terna*

**In questo scenario, è del tutto evidente che la previsione di nuovi 3 o 4 GW di centrali a gas appare del tutto immotivata, se non per assecondare le utility delle fossili e del grande termoelettrico che punta ancora a controllare il mercato dell'energia.**



## 4. ESTEMPORANEITÀ E CONTRADDIZIONI NELLO SVILUPPO DI NUOVE CENTRALI TURBOGAS

A queste ragioni tecniche si aggiungono ulteriori ragioni di carattere di visione e di coerenza che mettono in evidenza la carenza di strategie a lungo termine, la contraddittorietà delle tendenze in corso e la persistenza di nostalgie legate alle fonti fossili.

Una prima semplice dimostrazione si ricava dall'analisi storica dei provvedimenti Enel nei riguardi delle centrali termoelettriche a gas.

In un'audizione alla Commissione Industria del Senato della Repubblica del 15.10.2014, l'amministratore Enel Francesco Starace annunciava la dismissione o la riconversione alle fonti rinnovabili di centrali termoelettriche per 11 GW, nonché progetti interessanti per far entrare le fonti pulite nel mercato del dispacciamento<sup>6)</sup>. Non si vedono motivi validi per cui Enel dismetta impianti a gas da un lato per costruire nuovi impianti dall'altro, che tra l'altro costeranno di più in termini di Capacity Market; né per cui non si possa prevedere, eventualmente, una riqualificazione di impianti a gas esistenti piuttosto che realizzare nuove costruzioni.

### **Difficoltà si registrano anche in campo europeo dal regolamento UE 2018/1999 del parlamento europeo e del consiglio e dalle direttive comunitarie in tema di lotta ai cambiamenti climatici.**

Diversi studi hanno fortemente ridimensionato, fino ad annullarle, le previsioni dei benefici indotti alle emissioni climalteranti dalla sostituzione di carbone con gas naturale nelle centrali elettriche.

Un recente studio americano dei ricercatori del NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration, Dipartimento di commercio degli Stati Uniti) di Boulder<sup>7)</sup> (Colorado), basato su centinaia di rilevazioni delle filiere produttive di petrolio e gas negli anni 2012-2016, in nove aree che rappresentano il 30% circa della produzione di gas naturale negli USA, è considerato la stima più completa finora realizzata sugli impatti climatici dell'industria fossile. Lo studio stima che le emissioni di gas siano del 60% circa superiori alle stime dell'inventario dell'Agenzia per la protezione ambientale (EPA). Tale differenza è dovuta sostanzialmente al fatto che negli inventari tradizionali non si rilevano correttamente le emissioni rilasciate in condizioni operative "anormali", come emissioni da sfianti di serbatoi e valvole, perdite nello stoccaggio, manipolazione e distribuzione del gas. I nuovi studi si basano non solo su rilevazioni nei singoli pozzi di estrazione, ma anche su calcoli "top down" come rilievi aerei delle regioni produttrici. Le perdite ammonterebbero al 2,3-2,7% della produzione di gas. **Ciò determina - conclude lo Studio - un impatto sul clima in un orizzonte temporale di 20 anni equivalente alle emissioni di CO<sub>2</sub> di tutte le centrali elettriche a carbone operanti negli USA nel 2015; in altre parole, le emissioni di metano in tale periodo avrebbero azzerato i benefici sul clima apportati dalla conversione a metano degli impianti a carbone nello stesso periodo.** Una conclusione dirompente, che impone una revisione delle attuali politiche di "decarbonizzazione" in corso, compresa quella perseguita in Italia. Se le conclusioni dello studio si potessero estendere al nostro Paese, almeno come ordini di grandezza – il che appare del tutto verosimile – occorrerebbe rivedere sostanzialmente il contributo del gas naturale nella emissione di CO<sub>2</sub> in impianti di combustione. Se è vero che al gas naturale può essere assegnato un fattore di conversione in gas serra pari a 56 gCO<sub>2</sub>/MJ, a fronte dei 95 gCO<sub>2</sub>/MJ del carbone, occorre però considerare che tale fattore va sommato agli effetti dovuti alle emissioni dirette e fughe di gas da pozzi, condotte e installazioni estrattive, annullando praticamente – come sostiene il prestigioso studio americano citato – gli effetti positivi della sostituzione del carbone con il metano negli impianti di combustioni.

Steven Hamburg, capo scienziato di Environmental Defense Fund (EDF), che ha svolto lavori approfonditi sui cambiamenti climatici e sulle emissioni di metano nella catena di approvvigionamento del gas naturale, con relativi impatti sull'ambiente e sulla salute umana, con oltre 100 articoli scientifici sul tema, ha affermato, alla luce di queste nuove stime, che per il gas naturale "l'impatto totale del gas serra è peggiore della combustione a carbone<sup>8)</sup>".

Vincenzo Balzani, accademico dei Lincei, docente emerito di Chimica all'Università di Bologna, lauree honoris causa presso le Università di Friburgo (CH) e Shanghai (Cina), autore di diverse pubblicazioni scientifiche, afferma in un documento<sup>9)</sup>:

*"E' vero che a parità di energia prodotta la quantità di CO<sub>2</sub> generata dal gas naturale è inferiore di almeno il 20% di quella generata quando si usano derivati del petrolio, ma è anche vero che il metano è un gas serra 72 volte più potente di CO<sub>2</sub>, quando l'effetto è misurato su 20 anni, e 25 volte più potente quando misurato su 100 anni. Poiché*

<sup>6)</sup> Redazione *Quale Energia*, 16.10.2016

<sup>7)</sup> *Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain*, di Ramon A. Alvarez, Daniel Zavala-Araiza, David R. Lyon, David T. Allen, Zachary R. Barkley, Adam R. Brondt e altri; *Science*, 13 luglio 2018, Vol. 361, Issue 6398, pagg. 186-188

<sup>8)</sup> *Financial Times*, Ed. Crooks a New York, 21.06.2018

<sup>9)</sup> *Scienziainrete*, 7.06.2017

<sup>10)</sup> Si riporta un rapido calcolo, in ordini di grandezza, per stimare il contributo delle perdite di gas all'effetto serra.

Assumendo per il gas un fattore di conversione di 56 gCO<sub>2</sub>/MJ e per il carbone di 95 gCO<sub>2</sub>/MJ, un potere calorifero superiore del gas di 39,9 MJ/mc con una densità di 0,68 kg/mc, avremo:

Quantità di gas necessaria per produrre 1 MJ nella combustione:

1 mc : 39,9 MJ = 0,025 mc/MJ, pari a 0,025 x 0,68 = 0,017 kg/MJ = 17 g/MJ di gas naturale.

Una perdita specifica del 3% (ordine di grandezza) significherebbe ulteriori 17 x 0,03 = 0,51 g/MJ di gas.

Assumendo una equivalenza ai fini dell'effetto serra di un fattore 72 tra gas naturale e CO<sub>2</sub> (su un orizzonte temporale di 20 anni), il contributo aggiuntivo delle perdite all'effetto serra sarebbe:

0,51 g/MJ x 72 ~ 37 gCO<sub>2</sub>/MJ (contributo delle perdite);

che sommati ai 56 gCO<sub>2</sub>/MJ citati legati alla combustione, portano il contributo del gas naturale a (56+37) ~ 93 gCO<sub>2</sub>/MJ, tali quindi da annullare sostanzialmente il beneficio della sostituzione del carbone con il gas.

*nella filiera lunga del metano si stima ci siano perdite di almeno il 3% rispetto alla quantità di gas usato, è chiaro che passando al metano non si combatte affatto il cambiamento climatico<sup>10)</sup>”.*

In relazione alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, è agevole dimostrare che questo modello innovativo lascia uno spazio ristretto – ed a breve termine – alle fonti fossili.

Il Prof. Mark Z. Jacobson, docente di ingegneria civile e ambientale all’Università di Stanford, insieme a colleghi di altri atenei, ha svolto una ricerca per garantire energia rinnovabile sicura ad almeno 139 nazioni, che ha portato alla pubblicazione dello studio “Renewable Energy”, riportante diversi modelli che permetterebbero a 139 paesi di raggiungere il 100% di alimentazione delle utenze da fonti rinnovabili in tutti i settori entro il 2050, con un target intermedio dell’80% entro il 2030. Il ricercatore sostiene che “in base ai risultati raggiunti, posso dire con maggior sicurezza che non c’è alcuna barriera economica o tecnica che impedisca il passaggio del mondo intero all’utilizzo di energia rinnovabile per il 100% della domanda, il tutto a un basso prezzo e con una rete elettrica stabile. Una soluzione di questo genere permetterebbe di avvicinarsi molto all’eliminazione del problema del riscaldamento globale e di impedire i 4-7 milioni di decessi causati ogni anno dall’inquinamento atmosferico, al contempo si riuscirebbe però a garantire a tutti la sicurezza energetica”.

I danni che progetti di riconversione a gas possono determinare a causa dei cambiamenti climatici sono contenuti in qualificati studi previsionali, e sono ormai riscontrabili in tutto il mondo. Gli stessi ricercatori del NOAA, insieme a colleghi dell’Università del Wisconsin di Madison, hanno preso in esame 40 anni di dati satellitari, concludendo che, a causa dell’aumento di temperatura superficiale dei mari, uragani, tifoni e cicloni in tutto il mondo stanno diventando sempre più potenti e mortali, con tempeste che riescono più facilmente a raggiungere la categoria 3 con venti superiori a 160 Km/h. Rischi che il nostro Paese vive ogni anno da diverso tempo ormai. Basta ricordare come l’Italia negli ultimi 10 anni sia stata colpita da oltre 750 eventi climatici estremi e come l’osservatorio atmosferico di NOAAa Mauna ha registrato il 1° gennaio 2019 la quarta crescita annuale più alta nella concentrazione di CO<sub>2</sub> in 60 anni di tenuta dei registri, arrivando a 410 ppm.

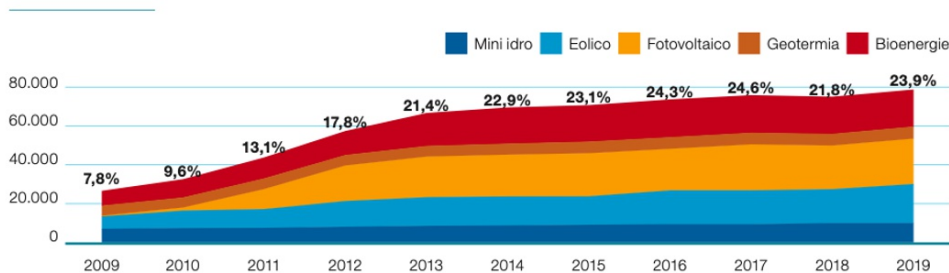
Ciò significa che, invece di diminuire, le emissioni stanno aumentando (grafico seguente), e che dovremmo da subito tagliare le emissioni di gas serra a livello mondiale di oltre un miliardo di tonnellate di CO<sub>2</sub> all’anno, mentre abbiamo bisogno di un grande balzo delle fonti rinnovabili, che dovrebbero coprire tra il 70% e l’85% della domanda mondiale di elettricità entro il 2050.

**In questo quadro allarmante, il metano ha un duplice effetto negativo sui cambiamenti climatici.** Da un lato, le immissioni dirette in atmosfera di questo gas, che ha un effetto serra molte decine di volte superiore alla CO<sub>2</sub>, a seguito dell’estrazione e della manipolazione del gas. I dati rilevati nella produzione nazionale di gas serra, come appresso riportato, confermano queste conclusioni. A prescindere dal tipo di calcolo degli effetti del metano e della sua combustione sulle emissioni di gas serra, resta il fatto inoppugnabile, come si argomenterà appresso, che la politica di sostituzione del carbone con gas nelle centrali termoelettriche nazionali sta contribuendo ad un aumento, invece che una diminuzione, delle emissioni di CO<sub>2</sub>, in palese violazione delle direttive comunitarie.

Il Parlamento europeo ed il Consiglio dell’Unione Europea hanno individuato come obiettivo fondamentale dell’Unione (vedasi Regolamento UE 2018/1999) quello di “preservare, proteggere e migliorare la qualità dell’ambiente e di promuovere l’utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali, in particolare promuovendo l’efficienza energetica e i risparmi energetici e sviluppando nuove forme di energia rinnovabile.” Nelle conclusioni del 23 e 24 ottobre 2014 il Consiglio Europeo ha approvato un quadro dell’UE al 2030 delle politiche per l’energia ed il clima, basato su 4 obiettivi, tra cui la riduzione di **almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra nel sistema economico rispetto ai livelli del 1990**, oltre a un contributo delle fonti rinnovabili al 32%; tale obiettivo è stato formalmente approvato dal Consiglio del 6.03.2015, quale contributo UE all’accordo di Parigi del 2015, nell’ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, ed è entrato in vigore il 4.11.2016;

L’accordo di Parigi ha reso più ambiziosi gli obiettivi relativi ai cambiamenti climatici, onde mantenere l’aumento della temperatura mondiale ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali e limitare tale aumento a 1,5°C. In tale quadro assume rilevanza fondamentale limitare le emissioni di gas a effetto serra, tra cui la CO<sub>2</sub>, con uno scenario che prevede l’azzeramento delle emissioni nette dei gas ad effetto serra entro il 2050. La Direttiva prevede

>> La crescita delle nuove rinnovabili in Italia: produzione per fonti (GWh)



Elaborazione Legambiente su dati GSE e Terna

quindi che “l’Unione e gli Stati membri dovrebbero pertanto collaborare con i loro partner internazionali al fine di garantire che tutte le parti dell’accordo di Parigi mantengano un livello elevato di ambizione rispetto agli obiettivi a lungo termine stabiliti.” I piani nazionali integrati per l’energia ed il clima (di cui si tratterà in apposito paragrafo) dovrebbero quindi

convergere in tale direzione.

**Invece, nel 2019 in Italia le emissioni di gas serra sono ridotte di un misero 1% circa rispetto all’anno precedente, pur avendo cambiato sostanzialmente il mix nelle centrali elettriche con un -30% di carbone e**

**+15% di gas. Lo stesso Enea attesta l'inadeguatezza di questi risultati ed il fallimento di questa politica ambientale: "In assenza di una crescita più sostenuta delle fonti rinnovabili e dell'efficientamento energetico, ciò non basta a garantire il raggiungimento degli obiettivi del Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC) e la transizione verso un'economia low carbon "**

Si noti che parallelamente in Italia, a causa di questa dissennata politica poco restia ad abbandonare con la dovuta determinazione le fonti fossili, il contributo delle nuove fonti rinnovabili alla domanda elettrica sta diminuendo, come ampiamente dimostrato nel Rapporto Comunità Rinnovabili 2020 di Legambiente.

L'Italia quindi **sta agendo di fatto contro le direttive europee**, incrementando le emissioni di CO<sub>2</sub> nel settore termoelettrico e riducendo il contributo delle FER, penalizzate fortemente con lucida determinazione degli indirizzi degli ultimi governi.

### Un terzo tema riguarda le difformità dal PNIEC.

Questo importante documento di programmazione, strumento fondamentale nell'attuazione delle politiche europee, "identifica politiche e misure nazionali per ottemperare agli obiettivi vincolanti europei al 2030 in tema di energia e clima nell'ambito del "Quadro 2030 per le politiche dell'energia e del clima". Esso prevede al 2030 un contributo delle fonti rinnovabili del 30% sui consumi finali lordi di energia, una riduzione dei consumi di 9 Mtep ed un taglio dei gas serra per i settori non ETS (sistema di scambio delle quote di emissione) del 33% rispetto al 2005. Le nuove norme in materia di Effort Sharing e di ETS adottate dalla UE nel corso del 2018 (Regolamento 2018/842/UE e Direttiva 2018/410/UE) pongono per l'Italia un obiettivo di riduzione delle emissioni soggette al regolamento Effort Sharing del 33% rispetto ai livelli del 2005, mentre rimane l'obiettivo di tutti i settori soggetti, comprese le industrie energetiche, **di riduzione delle emissioni del 43%**.

Il Piano riporta correttamente diverse criticità legate agli obiettivi di "decarbonizzazione dei settori di uso finale con la sostituzione di vettori energetici emissivi", con una tendenza in palese contrasto con le direttive comunitarie e nazionali; infatti: a fronte di consumi elettrici totali sostanzialmente stabili o in lieve diminuzione (295.508 GWh nel 2016, -0,5% rispetto al 2015), la

produzione termoelettrica lorda tradizionale aumenta sensibilmente (192.053 GWh nel 2015, 199.429 GWh nel 2016, +3,8%)<sup>11)</sup>; **il maggior incremento della produzione lorda nazionale nel 2016 rispetto all'anno precedente si è avuto proprio nella produzione termoelettrica da gas naturale (+15 TWh, +13,8%), che ha quasi bilanciato la ridotta produzione di energia elettrica da carbone (-17,6%);** la produzione fotovoltaica subisce uno stallo (-3,7% nel 2016 rispetto al 2015), frutto evidentemente delle politiche governative degli ultimi anni, fortemente compressive e penalizzanti nei confronti di questo settore in particolare; è di tutta evidenza che, salvo drastiche e per ora non percepibili inversioni di tendenza, **con l'attuale quadro normativo e di programmazione incerto, l'obiettivo di 50 GW al 2030 (ulteriori 2500-3000 MW all'anno) appare poco più di una chimera.**

Considerando i dati registrati negli ultimi anni, prima riportati, è di tutta evidenza come tali obiettivi richiederebbero programmi organici ed ambiziosi tesi da un lato alla maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili, al momento pressoché assenti, se si prescinde da limitate e timide agevolazioni fiscali, dall'altro una forte azione di sostituzione dei combustibili fossili, metano compreso, che invece viene promosso quale ipotetico e fuorviante "combustibile di transizione".

	Evoluzione fisica e biologica dei suoli			Qualità dei suoli	
	Desertificazione	Suscettibilità del suolo alla compattazione	Erosione idrica	Percentuale di carbonio organico presente negli orizzonti superficiali (30cm) dei suoli	Contenuto in metalli pesanti nei suoli
Solare fotovoltaico a terra	I			I	
Solare fotovoltaico sui tetti					
Solare a concentrazione	I			I	
Eolico	I				
Idroelettrico	I				
Mini-Idro	I				
Geotermico	I	D		I	
Impianti termoelettrici alimentati a gas metano con cogenerazione (CHP)	I	D		I	
Impianti termoelettrici alimentati a gas metano senza cogenerazione	I	D		I	
Impianti termoelettrici alimentati a carbone (con e senza la co-combustione con biomasse e rifiuti)	I	D/I	I	I	D
Impianti termoelettrici alimentati a biomasse solide e frazione rinnovabile dei rifiuti (con e senza CHP)	I	D/I	I	I	I
Impianti termoelettrici alimentati a rifiuti non rinnovabili (con e senza CHP)	I	D		I	D
Impianti termoelettrici alimentati a biomasse gassose (con e senza CHP)	I	D		I	
Motori endotermici alimentati a biomasse gassose (con e senza CHP)	I	D			
Motori endotermici alimentati a biomasse liquide (con e senza CHP)	I	D			
Raffinerie tradizionali	I				I

<sup>11)</sup> Terna, Bilanci energia elettrica 2016 e 2015)

---

**E' similmente evidente come il progetto in esame, contribuendo ad una inefficace ed inadeguata campagna nazionale di sostituzione del carbone con gas naturale, si porrebbe in contrasto con gli obiettivi del PNIEC.**

Lo stesso Piano Integrato Nazionale Energia e Clima citato riconosce le possibili ricadute negative delle centrali termoelettriche a gas metano su alcune componenti ambientali. Nella Tabella sotto riportata dei *“Potenziali impatti ambientali tra le tecnologie implementate e vettori energetici in attuazione del PNIEC e Temi Ambientali Evoluzione fisica dei suoli e qualità dei suoli”* si riconosce un *“rischio diretto” (D)* sul rischio di *“suscettibilità del suolo alla compattazione”* ed un *“rischio indiretto” (I)* sulla *“presenza di carbonio organico negli orizzonti superficiali dei suoli”*.

Tale riconoscimento, unito alla taglia della centrale in conversione (1.680 MWe), rende necessaria una verifica attenta degli impatti ambientali.



## 5 IL RUOLO DELLE RINNOVABILI

In ottica di decarbonizzazione e di lotta concreta ai cambiamenti climatici però è **importante dare risposte alla transizione energetica senza incrementare l'uso del gas**, distinguendo e mettendo in chiaro i diversi ruoli delle fonti rinnovabili non-programmabili (sole e vento) e programmabili (idroelettrico, bio-energie e geo-energie).

Questi ultimi, in cooperazione con gli impianti di accumulo (pompaggi, batterie et al.), con le tecnologie "Smart demand response" e con la gestione smart della mobilità elettrica, saranno chiamati a svolgere un ruolo fondamentale nel compensare le fluttuazioni nella produzione delle fonti rinnovabili non-programmabili, assicurando in questo modo la sicurezza ed affidabilità della rete elettrica, senza necessità di ricorrere al gas metano.

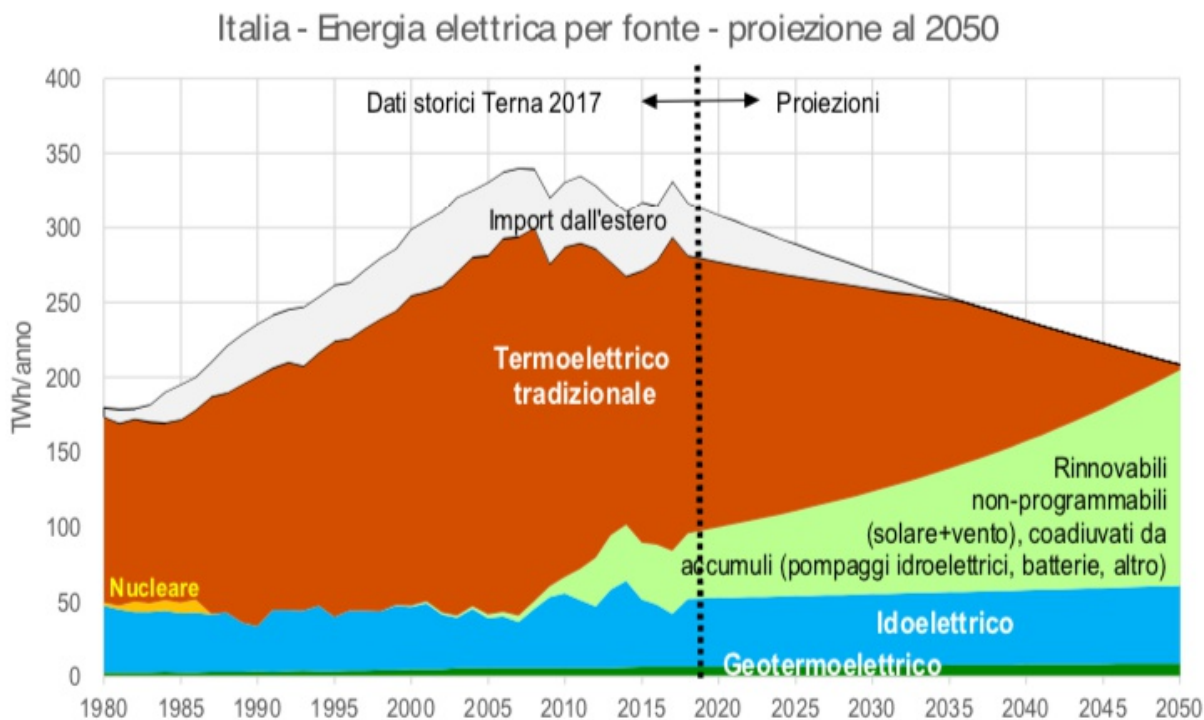
Ponendo l'obiettivo europeo al 2040 di azzeramento delle emissioni del settore energetico, l'unica strada percorribile è quella di raddoppiare la produzione di energia da fonti rinnovabili, riducendo sempre di più la dipendenza dal gas ed elettrificando la parte crescente dei consumi.

**Il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, infatti, saranno possibili solo con traguardi molto più ambiziosi di quelli raccontati nel PNIEC.** Ovvero almeno una **riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 55% rispetto al 1990 e -95% al 2050.** Obiettivi raggiungibili solo attraverso una **forte riduzione dei consumi e una produzione di pari almeno a 140 TWh annui di energia elettrica da fonti rinnovabili**, rispetto alla produzione attuale.

Come evidenziato nel grafico sottostante, da geotermia e idroelettrico ci si attende un contributo in leggera crescita. Considerando queste fonti, il raggiungimento dell'obiettivo minimo di produzione può essere raggiunto da un mix tra eolico che dovrà passare dagli attuali 9.800 MW a 32.000 MW (di cui il 50% da eolico offshore) e fotovoltaico, che dovrà, invece, passare dagli attuali 19.700 MW a 52.000 MW.

Ruolo che il PNIEC, al 2030, conferma solo per il solare fotovoltaico, raddoppiando nei prossimi anni l'installato eolico che arriverebbe a 19.300 MW, di cui solo 900 MW offshore. Nonostante il grande potenziale italiano.

### ENERGIA ELETTRICA PER FONTE IN ITALIA, PROIEZIONE AL 2050



Elaborazione dell'Ing. Alex Sorokin per Legambiente su dati Terna

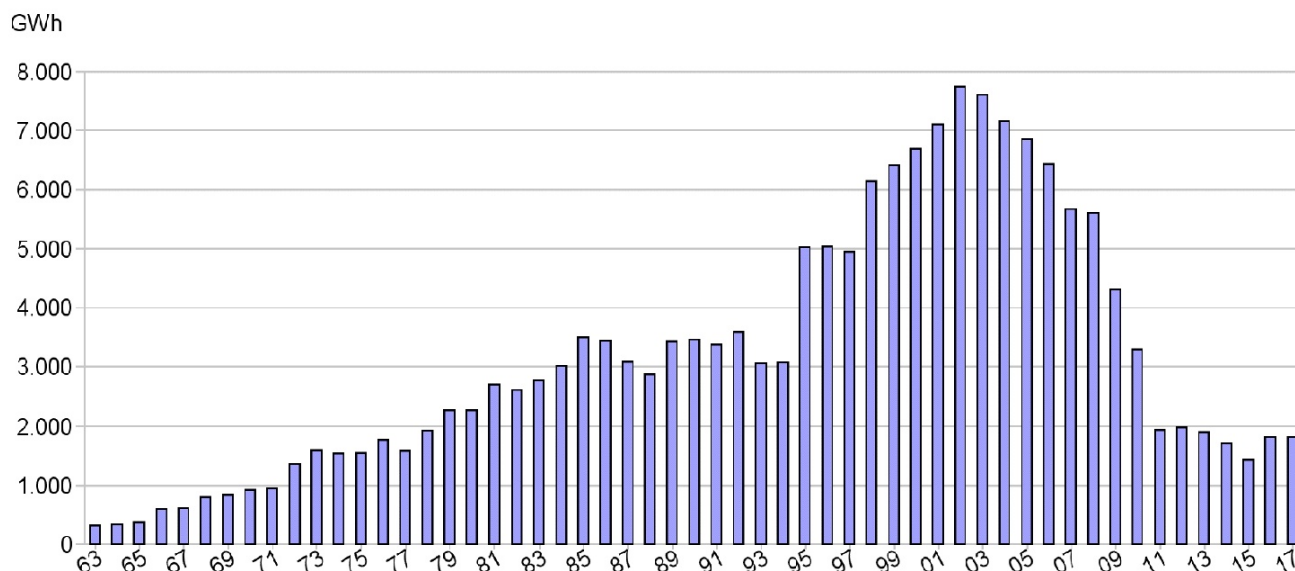
Appare inoltre chiaro, come in tema di stabilità e sicurezza della rete, sarà necessario accompagnare lo sviluppo delle fonti rinnovabili non-programmabili con altre tecnologie, sviluppate a livello locale, come smart-grid e sistemi di accumulo - idroelettrici ed elettrochimici - che, nel nostro Paese, possono svolgere un ruolo determinante a partire dagli oltre 7mila MW di pompaggi idroelettrici esistenti in Italia e oggi decisamente sotto-utilizzati.

A testimoniare lo studio condotto da eStorage, che considerando anche i pompaggi idroelettrici esistenti, affida all'Italia un **potenziale pari a 154 GWh al giorno di stoccaggio**, pari a circa 56 TWh l'anno di energia elettrica, ovvero il **18% dei consumi elettrici del 2017 e il 40% degli obiettivi di nuova produzione da fonti rinnovabili.** Mentre stando ai dati Terna, dal 2011 ad oggi, i pompaggi idroelettrici in Italia hanno accumulato e poi restituito alla rete una media trascurabile pari all'1% dell'energia necessaria al Paese, facendo registrare negli anni un

contributo sempre minore, passando da 7,7 TWh nel 2002 a soli 1,8 TWh l'anno nel periodo tra il 2011 e il 2017 (ultimo dato pubblicato da Terna).

Il ruolo degli accumuli, idroelettrici e non, da sviluppare affianco alle fonti rinnovabili non-programmabili, è determinante nello sviluppo di un sistema energetico sicuro e 100% rinnovabile. Infatti, il Piano Energia e Clima pone un obiettivo di sviluppo al 2030 di almeno 7 GW di impianti di accumulo, al fine di sostenere la rete e avviare la decarbonizzazione. Questi dovranno essere localizzati nelle aree di rete di maggior criticità/fabbisogno, al Centro, al Sud Italia e nelle Isole, dove è più intenso lo sviluppo delle rinnovabili ed è minore la presenza di impianti idroelettrici. E come accade già in altri Paesi, localmente in combinazione con capacità da fonti rinnovabili (impianti solari fotovoltaici) in sostituzione delle centrali a carbone in chiusura.

## PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA IDROELETTRICA DA APPORTI DI POMPAGGIO IN ITALIA



Fonte: Terna

Gli accumuli saranno, infatti, fondamentali per accumulare energia durante le ore centrali della giornata quando si hanno importanti eccedenze di produzioni da fotovoltaico ed eolico, e restituirla alla rete nelle ore serali, coprendo in questo modo il fabbisogno nelle ore di massimo carico, quando le fonti rinnovabili non programmabili non saranno più in grado di dare il loro contributo. Non solo, ma come già avviene oggi, i sistemi di accumulo (idroelettrici e non) saranno sempre più utili per ridurre le congestioni di rete, fornendo un contributo crescente alla regolazione di frequenza e tensione, e in generale per contribuire al bilanciamento e dispacciamento della rete elettrica.

In questa direzione, basterebbe prendere esempio da quanto sta avvenendo in quei Paesi dove in maniera concreta si sta pensando ad un nuovo modello energetico, dal Nord Europa agli Stati Uniti, dove si pensa a queste tecnologie proprio per rispondere, non solo alle esigenze di copertura dell'energia, ma anche a quelle di sicurezza e flessibilità. E la nuova frontiera è quella di batterie senza l'utilizzo del litio, ad aria compressa e idrogeno. Come nel caso dell'impianto di accumulo più grande al mondo (1 GW) e che sorgerà nello Utah, Stati Uniti, coprendo oltre il 21% dell'energia necessaria ai residenti.

Ma per far sì che i sistemi di pompaggio idroelettrici, a partire da quelli esistenti, siano maggiormente valorizzati, è necessario avviare un processo di modifica delle regole del mercato elettrico a livello nazionale, finalizzato a semplificare le procedure autorizzative e per rendere economicamente conveniente gli investimenti per la realizzazione e l'utilizzo di sistemi di accumulo energetico, sia di tipo pompaggio idroelettrico che di altre tipologie (elettrochimici, batterie, volani, ecc).

Ma nel ripensare alle regole del gioco non bastano i pompaggi e gli accumuli, infatti fondamentale sarà la crescita delle fonti rinnovabili, che in Italia sono di fatto bloccate. Tutti gli scenari raccontano come sia necessario da qui al 2030 aumentare di almeno 20 GW le installazioni di solare fotovoltaico, eppure nel 2018 le installazioni sono state appena 478 MW. Di poco superiori quelle dell'eolico, pari a 562 MW. **Secondo lo studio commissionato a Elements da Legambiente si tratterebbe ad esempio per le Regioni di aumentare il ritmo delle Autorizzazioni di almeno 7 rispetto alla media degli ultimi 3 anni per l'eolico e di almeno 15 volte per il solare, arrivando ad installare almeno 3 GW di potenza l'anno e almeno 1,3 GW per l'eolico.**

Per fare questo sarà necessario proseguire con le installazioni per permettere ulteriori riduzione dei costi delle tecnologie, semplificazione delle procedure di permitting, avviare procedure di classificazione degli usi dei suoli sia a fini autorizzativi che a fini di selezione delle iniziative per le aste oltre che accelerare i processi di bonifiche su

aree ex centrali e stabile regole per l'integrazione del solare fotovoltaico a terra su suolo agricolo, con l'obiettivo di aumentare le superfici disponibili. Indispensabili inoltre il ruolo delle aziende che dovranno fornire agli utenti finali offerte sempre più competitive, anche grazie a nuove formule anche di tipo regolatorio, come quelle rappresentate dalle comunità energetiche. Il tutto accompagnato da una forte politica di efficienza che dovrà portare ad una riduzione dei consumi di almeno il 61% rispetto ai dati PRIMES 2007.

Obiettivo raggiungibile solo spostando buona parte dei consumi di mobilità e fabbisogno termico sul vettore elettrico. Ciò si traduce per i trasporti in una forte penetrazione dei veicoli elettrici, di tram, metropolitane e ferrovie nelle aree urbane, mentre per il fabbisogno termico determinante sarà il contributo delle pompe di calore.

## 6 I LUOGHI DELLA TRANSIZIONE

Quattro i luoghi destinati alla riconversione a gas: la centrale di La Spezia da 600 MW, Fusina a Venezia (1.000 MW), Torre Nord a Civitavecchia (2.000 MW) e Brindisi (2.600 MW). In tutti questi siti sono previste riconversioni a gas con impianti a ciclo aperto da 500 MW ciascuno, che potranno essere trasformati in ciclo combinato in futuro. A questi si aggiunge il caso Sardegna, dove invece è in discussione la metanizzazione dell'isola.

### Il caso Sardegna

**La prima buona notizia è che del Decreto Semplificazione scompare la dorsale del metano!**

La Sardegna registra un livello di emissioni di CO<sub>2</sub> molto elevato che, negli ultimi anni, si è attestato sui 15 milioni di ton/annue, emissioni che dovranno azzerarsi entro il 2050. La prospettiva della decarbonizzazione impone un programma impegnativo e innovativo che investe innanzitutto le scelte energetiche del passato e, più in generale, il modello di sviluppo della Sardegna.

### LABORATORIO PER POLITICHE AVANZATE

Per la mole di problemi che presenta, Legambiente considera la **Sardegna un laboratorio di sperimentazione delle tecniche innovative della transizione energetica e un campo di applicazione degli obiettivi indicati dal PNIEC**. La sfida che si apre per la politica regionale è di fare in modo che la transizione energetica sia sostenibile anche dal punto di vista sociale diventando un'occasione di inclusione e di sviluppo economico del territorio.

**È necessario porsi obiettivi più avanzati rispetto a quelli attuali**, per cui si rivolge un appello alla Regione affinché, a partire dal rapporto di monitoraggio del PEARS, affronti i diversi scenari ed elabori una strategia adeguata alla gravità della situazione industriale sarda da presentare per la programmazione dei nuovi fondi strutturali 2021-2027 che ha preso l'avvio in questi mesi. Infatti il programma pluriennale della UE prevederà con il Green Deal ingenti risorse finalizzate ad attuare la transizione economica e sociale delle comunità interessate al phase-out del carbone e alla riconversione degli impianti industriali energivori, da utilizzare, in primis, per l'area industriale di Portoscuso, nella quale appare anacronistico perseverare nella riproposizione di scelte del passato. In assenza di tali politiche l'alternativa sarebbe quella di essere penalizzati ed esclusi dai finanziamenti europei.

**La Sardegna deve inoltre farsi trovare pronta a mettere sul tavolo proposte forti e convincenti per l'utilizzo dei fondi che saranno disponibili nei prossimi anni per superare la crisi pandemica (Recovery Fund)**. Di qui la necessità di una programmazione ambiziosa e orientata alla sostenibilità ambientale e alla rivoluzione digitale come motori di sviluppo e punti cardine della lotta ai cambiamenti climatici, secondo le linee prioritarie indicate dalla UE.

Questo scenario non confligge la giusta e imprescindibile difesa dei posti di lavoro, infatti il processo obbligato, necessario ed urgente di decarbonizzazione non lo devono pagare i lavoratori, ma è indispensabile che la Sardegna affronti con un ruolo attivo la sfida della innovazione energetica per riconvertire il comparto produttivo e creare anche nuova occupazione.

Pertanto la prospettiva obbligata per la Sardegna riteniamo sia, nel rispetto dei principi di tutela del paesaggio espressi nel Piano Paesaggistico Regionale, l'applicazione ancora più rigorosa del PNIEC Piano Nazionale Integrato Energia Clima proprio per le opportunità che si possono aprire.

A tale scopo proponiamo l'impegno prioritario di rispettare gli accordi internazionali per quanto riguarda la decarbonizzazione con una serie di iniziative coordinate.

### PHASE-OUT NECESSARIO URGENTE E POSSIBILE

1. È improcrastinabile la chiusura delle centrali a carbone di Portoscuso e Fiume Santo entro il 2025 mettendo in campo un progetto di bonifica, riqualificazione e rilancio occupazionale delle aree industriali attraverso i fondi messi a disposizione dall'Unione Europea per la Giusta Transizione.

2. Per quanto riguarda il ruolo da assegnare alla SARLUX-SARAS, le cui emissioni di CO<sub>2</sub> rappresentano il 40% delle emissioni totali Sardegna, è opportuno un esame approfondito, considerato che la produzione di energia elettrica è generata dai residui TAR di raffineria.

3. La realizzazione dell'elettrodotto Sardegna – Sicilia – Continente della potenzialità di 1.000 MW appare sempre più importante per accelerare il phase-out del carbone, l'interconnessione con il continente, favorire lo sviluppo delle FER, la sicurezza della rete nazionale e facilitare l'esportazione e l'importazione dalla Sardegna di energia elettrica. Si tratta di un'infrastruttura cruciale per la Sardegna se si supera la visione contingente e si volge lo sguardo al futuro, verso le linee di sviluppo economico e produttivo che stanno prepotentemente emergendo già in questi anni.

4. In stretto accordo con il phase-out occorre imprimere un impulso attuativo ai programmi di bonifica delle aree industriali ed al piano regionale delle bonifiche che attende da anni e può costituire occasione di nuova occupazione.

### METANO FONTE DI TRANSIZIONE CON I DEPOSITI COSTIERI, NO ALLA DORSALE

1. La prospettiva per la Sardegna è di riconoscere il metano come una fonte utile, ma limitata alla gestione della transizione dopo il phase-out dal carbone. È doveroso tener presente che il PEARS, per quanto riguarda lo sviluppo base, ha previsto una domanda potenziale di 600 Mln di mc di metano per soddisfare tutto l'insieme degli utilizzi industria, servizi e civile, mentre per riconvertire la centrale di Fiume Santo servirebbero 1.000 Mln di mc di



metano e 500 Mln di mc di metano per la centrale di Portoscuso. È chiaro che il preciso indirizzo del PNIEC di attuare il phase-out entro il 2025 indica obbligatoriamente la priorità nella riconversione delle centrali a carbone e dell'utilizzo del metano per tale scopo. I depositi costieri possono fornire il GNL per gli usi industriali, civili e bunkeraggio navale, favorendo anche lo sviluppo della filiera del biometano, in un contesto di maggiore elettrificazione e decarbonizzazione del sistema energetico regionale. Un sistema flessibile, in grado di adattarsi facilmente ad eventuali cambiamenti di contesto che dovessero emergere nel futuro.

2. Per attuare il phase-out entro il 2025 la prospettiva più praticabile appare quella di realizzare depositi costieri di GNL con mini rigassificatori nei porti industriali, o anche a bordo di navi metaniere, per poter riconvertire le centrali termoelettriche a carbone. Nonostante tale urgenza la situazione attuale si presenta molto arretrata, infatti lo stato dell'arte è il seguente:

#### 2.1. Porto industriale di Santa Giusta-Oristano:

2.1.1. Higas ha in costruzione un deposito costiero da 9.000 mc, che prevede l'alimentazione con navi gasiere di piccola taglia da 7.500 mc per una capacità annua di 350.000 mc;

2.1.2. La società Edison ha avuto l'autorizzazione per un deposito da 12.000 mc;

2.1.3. IVI petrolifera ha avuto l'autorizzazione per un deposito da 9.000 mc.

#### 2.2. Porto Canale industriale di Cagliari

2.2.1. ISGAS, gestore della rete del gas della città metropolitana di Cagliari, ha avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione di un deposito costiero con minirigassificatore da 22.108 mc. Iter autorizzativo che ha ottenuto il parere positivo della commissione VIA nazionale ma è, allo stato attuale, bloccato.

2.3. Per Porto Torres l'ipotesi di un progetto per la realizzazione di un deposito costiero da 40.000 mc finora non si è concretizzata, nonostante la prossimità alla centrale di Fiume Santo. Per i depositi costieri la procedura autorizzativa è in genere di tre anni più uno/ due anni di cantiere.

#### 3. In estrema sintesi:

3.1. Si deve tenere conto che poiché il rapporto tra GNL liquido e metano gassoso è di 1/600, un deposito costiero da 9.000 mc nel caso di rifornimenti settimanali potrà arrivare ad una capacità di oltre 450.000 metri cubi di GNL, pari a circa 270 milioni di metri cubi di metano gassoso (metà dei consumi previsti dal piano energetico ambientale regionale ed un terzo dei consumi previsti al 2030). Per cui due depositi costieri potrebbero soddisfare la domanda potenziale di calore per gli usi civili ed industriali isolani.

3.2. Le reti locali di distribuzione del GNL, tramite la realizzazione di un piccolo gassificatore in testata, saranno alimentate con il GNL proveniente dai depositi costieri o direttamente da navi metaniere, con autobotti criogeniche.

4. È opportuno precisare che l'approvvigionamento delle reti locali per le utenze civili e delle utenze industriali avverrà con autobotti criogeniche, con trazione a GNL, che sostituiranno le autobotti che attualmente sono impiegate per il trasporto di GPL, bombole di gas liquido o gasolio per cui non solo non ci sarà alcun aumento di circolazione di autobotti sulle strade isolate ma progressivamente il loro numero è destinato a diminuire e con minore impatto ambientale considerata la trazione a GPL.

5. Lo sviluppo della metanizzazione tramite il GNL potrà anche usufruire della "finestra" di prezzi competitivi del GNL sul mercato mondiale attesi in diminuzione fino al 2024-2025.

6. Al fine di inquadrare meglio le prospettive energetiche per l'isola è opportuno tenere conto delle prospettive indicate dalla autorità di regolazione per l'energia, ARERA. Infatti appare molto interessante l'impostazione delle scelte energetiche contenute nella deliberazione di ARERA del 27 dicembre 2019 che, mentre ribadisce la prospettiva di **"innalzare l'efficienza di utilizzo dell'energia elettrica e promuovere l'uso delle fonti rinnovabili"**, aggiunge che **"il servizio gas, diversamente da quello elettrico, non riveste caratteristiche di servizio insostituibile, in quanto si rivolge a necessità e tipi di utilizzo che possono essere soddisfatti per mezzo di altre fonti energetiche, anche con impatto ambientale comparabile"**

7. *Inoltre, poiché la Sardegna ha subito una penalizzazione dovuta alla sua esclusione dalla rete di metanizzazione nazionale, riteniamo giusta l'applicazione di una tariffazione unica per i cittadini e le imprese per il metano distribuito dai depositi costieri in accordo con l'Autorità per l'energia, in modo da evitare una penalizzazione legata all'insularità e differenze di prezzo tra i diversi ambiti.*

*Pertanto proponiamo che, tenendo conto della deliberazione di ARERA, sia possibile e necessaria una compensazione della mancata metanizzazione dell'isola anche tramite la applicazione di tariffe ridotte per la fornitura di energia elettrica.*

In estrema sintesi, stanti le precedenti considerazioni, **ribadiamo la decisa opposizione al programma generale di metanizzazione**, che riprende i vecchi programmi già tentati in maniera fallimentare nel 1996 (gassificazione del Carbone Sulcis) e nel 2005 con il progetto GALSI (progetto Algeria Sardegna Italia che ottenne tutte le autorizzazioni dal Ministero Ambiente con apposito decreto ma non fu realizzato). Si tratta di un'infrastruttura pensata con lo sguardo volto al passato, non sinergica ma alternativa al sistema di produzione di energia da fonti rinnovabili, e che non presenta nessuna delle caratteristiche di scalabilità e modularità che sono fondamentali per adattarsi ai cambiamenti che dovessero verificarsi nel futuro.

#### IL RAPPORTO ARERA

Recentemente è stato pubblicato da ARERA il rapporto Costi Benefici con lo studio RSE: *Approvvigionamento energetico della Regione Sardegna (Anni 2020-2040) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019.*

Tale rapporto dimostra con analisi accurate ed esaurienti (ben 165 pagine) che, considerato il contesto produttivo della Sardegna, la Dorsale è ampiamente anti economica rispetto alla ipotesi di realizzare pochi depositi costieri ed alimentare le reti di distribuzione che via via si stanno realizzando.

Il decreto semplificazione ormai è diventato legge e prefigura uno scenario energetico per l'isola che ribadisce il PHASE-OUT delle centrali a carbone di Portoscuso e Fiume Santo con alimentazione transitoria con il GNL attraverso due rigassificatori montati su navi metaniere nei porti di Porto Torres e Portoscuso.

Il decreto semplificazione propone inoltre di equiparare le tariffe degli utenti sardi a quello del continente. In conclusione ribadiamo la decisa opposizione al programma generale di metanizzazione con la Dorsale, che riprende i programmi già tentati in maniera fallimentare in passato. Infatti il progetto di Dorsale è un'infrastruttura pensata con lo sguardo volto al passato, non sinergica ma alternativa al sistema di produzione di energia da fonti rinnovabili, e che non presenta nessuna delle caratteristiche di scalabilità e modularità che sono fondamentali per adattarsi ai cambiamenti che dovessero verificarsi nel futuro. Pertanto Legambiente ribadisce il proprio No alla proposta di realizzazione della dorsale nord-sud del metano GNL che costituirebbe una ipoteca pesante per il futuro ed una prospettiva di lungo periodo che ci renderebbe dipendenti da altri territori senza valorizzare le grandi potenzialità che la Sardegna può mettere in campo nel settore della produzione da fonti rinnovabili.

#### ATTUARE LE AMBIZIOSE PREVISIONI DEL PNIEC PER LE FONTI RINNOVABILI

1. Risulta strategico ed urgente nell'isola il potenziamento della produzione di energia da fonti rinnovabili. Allo stato attuale in Sardegna risulta una produzione di 460 MW da impianti idroelettrici; sono installati 115 impianti di generazione eolica (620 turbine) per una potenza totale di 1.000 MW e 30.500 impianti fotovoltaici (2.000 ettari di pannelli) per un totale di 950 MW. L'attuale situazione è il risultato delle proposte dei privati. È mancata finora la programmazione regionale che si è limitata ad indicare le aree industriali come possibili sedi di impianti, ed adottare un piano che indica le zone nelle quali escluderne l'installazione. Perciò ad oggi tutte le proposte sono assoggettate a VIA. L'insieme degli impianti contribuisce al fabbisogno regionale per 3 TWh, su 13 TWh totali prodotti. Proponiamo di incrementare l'attuale potenza installata con due operazioni: ammodernamento degli impianti FER esistenti che hanno superato i 15 anni di vita e nel contempo realizzare nuovi impianti in maniera da più che raddoppiare l'attuale potenza installata. Per quanto riguarda l'eolico infatti si è verificata una imponente evoluzione tecnologica che rende già disponibili per il grande eolico generatori da 2/3 MW; si è avuta inoltre una forte riduzione del prezzo di installazione dei pannelli fotovoltaici e un'evoluzione tecnologica degli aspetti gestionali. Un altro interessante sviluppo riguarda gli impianti galleggianti di produzione eolica off-shore, da installare in mare aperto a distanza di oltre 30 km dalla costa, di cui si registrano già le prime proposte nel mediterraneo in prossimità delle coste italiane.
2. Per tenere conto degli indirizzi del PNIEC il futuro comprende un ordine di grandezza composto dalle nuove installazioni di 1.000 torri eoliche e almeno 5.000 ettari di pannelli fotovoltaici distribuiti sia sulle coperture dei capannoni sia a terra. Tale operazione si deve realizzare curando il rispetto del paesaggio, e deve essere integrata con sistemi di accumulo di energia per garantire efficienza e sicurezza del sistema elettrico. In questo senso è cruciale pensare l'integrazione con il sistema idrico sardo che può dare un contributo fondamentale allo stoccaggio dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.
3. Per quanto riguarda lo sviluppo del fotovoltaico è necessario sia aumentare la diffusione degli impianti sulle coperture degli edifici, sia integrare l'installazione dei pannelli FV nel paesaggio agrario (agrivoltaico). La prospettiva di incremento del comparto FV di 5.000 ettari ha bisogno necessariamente di un coinvolgimento delle organizzazioni agricole, anche per interessare le linee di sviluppo della nuova programmazione comunitaria 2021-2027 che dovrà, a nostro parere, innovare gli strumenti di incentivo alla multifunzionalità in agricoltura includendo la produzione di energia.
4. Invece allo stato attuale si verifica un limitatissimo incremento della realizzazione di nuovi impianti anche perché la programmazione degli impianti FER è attualmente dipendente unicamente dalle strategie degli imprenditori del settore, mentre è necessaria una corretta pianificazione regionale e nazionale.
5. Anche in questo campo gli interventi diffusi e flessibili sono lo strumento più adatto a costituire sistemi resilienti ai cambiamenti sia nel fabbisogno che climatici. Occorre anche favorire la spinta all'autoproduzione da fonti rinnovabili con sistemi integrati di generatori del piccolo eolico e pannelli FV soprattutto per le aziende agricole o di allevamento. Inoltre è necessario promuovere la creazione di comunità energetiche come previsto dalla nuova Direttiva 2001/2018 UE.
6. Ai fini della maggiore efficienza della rete di distribuzione dell'energia da FER è opportuno e possibile promuovere sistemi di accumulo idroelettrico con interventi specifici per la realizzazione di impianti di pompaggio nel sistema idrico esistente. Infatti è assolutamente da escludere in Sardegna, ma anche nel resto d'Italia, la realizzazione di nuovi invasi; bisogna piuttosto intervenire sugli impianti esistenti, come ha già iniziato a studiare nell'isola l'ENAS (l'ente di gestione del sistema idrico). Bisogna puntare a una rete di adduzione idrica fortemente i) interconnessa ii) flessibile, iii) energeticamente autosufficiente, che risponda alle crisi idriche attraverso la flessibilità più che contando sui volumi invasati e, al contempo sia un fondamentale elemento per lo stoccaggio di energia.
7. Le installazioni di pannelli per il solare termico hanno avuto in Sardegna un certo impulso nei decenni scorsi per rallentare nell'ultimo periodo, nonostante le condizioni climatiche dell'isola ed il conseguente livello elevato di radiazione solare. Lo sviluppo tecnologico del settore permette di implementare i modelli impiantistici, per cui oltre il semplice pannello singolo, in Sardegna sono già funzionanti impianti a solare a concentrazione sia per produrre vapore ad utilizzazione diretta, che per produrre elettricità. E' da tenere presente anche la potenzialità del solare termodinamico con specchi parabolici. Per enfatizzare il contributo del solare termico, allo stato attuale è possibile progettare sistemi integrati con l'obiettivo della autosufficienza energetica di aziende o complessi residenziali.

**In sintesi si rendono ancora più stringenti ed imperative le indicazioni del PNIEC in merito alla previsione di rilevante sviluppo delle FER, che potrà essere perseguito solo con una appropriata pianificazione da parte della Regione che superi la politica frammentaria del caso per caso.**

## **Il caso Brindisino**

*“Il progetto proposto prevede la sostituzione delle attuali unità a carbone con nuove unità alimentate a gas naturale. Il nuovo impianto a gas è progettato con i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale e garantirà il pieno rispetto delle Best Available Techniques Reference Document (BRef) di settore. La sua realizzazione sarà programmata in tre fasi. La prima fase comprende la costruzione di una prima unità turbogas e il funzionamento in ciclo aperto (OCGT-1) e la messa fuori esercizio di tutte le unità a carbone esistenti. La seconda fase prevede l'aggiunta di un'altra unità turbogas (OCGT-2). Nell'ultima fase potrà essere realizzato il completamento in ciclo chiuso di entrambi i cicli aperti con l'aggiunta di due generatori di vapore a recupero e una turbina a vapore, posizionata al posto dell'attuale turbina dell'unità 1 (CCGT).”*

## **SINTESI DELLE PROPOSTE DELLE SCUOLE**

Nell'area oggetto delle proposte per un piano di rigenerazione insistono impianti ad alto impatto ambientale, quali le due centrali termoelettriche Brindisi nord e Brindisi sud ed il petrolchimico. I segni evidenti delle fratture create nel territorio possono essere esemplificati dall'asse attrezzato di trasporto del carbone verso Cerano e dal sito di Micorosa, area di ben 44 ettari nella quale, nel corso degli anni, sono stati seppelliti i rifiuti pericolosi dell'area industriale. Eppure in quest'area sono presenti siti di interesse comunitario (SIC) e zone di protezione speciale (ZPS), veri scrigni di biodiversità nei quali i parchi delle Saline e stagni di Punta della Contessa, di Fiume Grande e il bosco di Cerano Tramazzone, hanno dimostrato un'alta capacità di resilienza.

Nel 2018, Legambiente ha presentato, insieme con scuole medie superiori di Brindisi, proposte ed idee progettuali tese a costruire il piano di rigenerazione dell'intera area. Nel corso del corrente anno scolastico, il lavoro elaborato l'anno precedente, viene ripreso e approfondito.

Da qui l'evidente inconciliabilità con i progetti di ENEL ed A2A, attualmente sottoposti a valutazione tecnica della commissione VIA-VAS del Ministero dell'Ambiente. L'impianto proposto dall'ENEL non corrisponde all'esigenza di garantire una transizione energetica e, qualora fosse vero che soltanto centrali termoelettriche e la loro localizzazione a Brindisi potrebbero garantire la transizione, si ricorda che ci sono già i 1.170 Mw della centrale a turbogas Enipower, per la quale sono in corso lavori per il miglioramento del collegamento alla rete. Inoltre garantirebbe non più di 50 posti di lavoro, e ancor meno se, come molto probabile, non fosse realizzata la fase a ciclo combinato. I due progetti tendono unicamente ad avere le quote degli ingenti finanziamenti disponibili, impedendo la riqualificazione delle rispettive aree, nell'ambito di quella pianificazione sostenibile di cui il CIS può e deve essere volano.

**1. Parco delle Saline e stagni di Punta della Contessa e di Fiume Grande.** Fra saline e Fiume Grande vanno valorizzate, ed ove occorra rinaturalizzate, connessioni e corridoi ecologici. Andranno realizzati interventi di tutela ed eventuale bonifica delle matrici ambientali, oltreché creati, o meglio definiti i percorsi, gli itinerari ed i punti di osservazione, ma prima andranno realizzati gli interventi che delineino bene i confini fra zona A a riserva integrale, zona B a riserva orientata e zona C destinata ai servizi di seguito precisati.

**2. Servizi per il parco.** Vanno ripresi i lavori di ristrutturazione e rifunzionalizzazione della Masseria Villanova destinata a centro visite per il parco, recuperando anche i locali per l'ospitalità ed il grande capannone che doveva essere occupato dall'allora Corpo Forestale dello Stato e che oggi dovrebbe essere destinato alla prima accoglienza, al ristoro ed all'attività di sensibilizzazione dei visitatori.

**3.** Contestualmente, nelle aree limitrofe dovrebbe essere realizzata un'area parcheggio e si dovrebbe procedere alla rinaturalizzazione. Nell'ex poligono di tiro, costituito da due torri e da una palazzina dotata di ampi locali, può trovare collocazione, previa intesa con l'Istituto di biologia marina dell'Università del Salento, un istituto di ricerca di biologia marina e sulla biodiversità delle aree umide, un Centro di Educazione Ambientale ed un diving center con locali da destinare all'accoglienza di ricercatori, studenti e visitatori.

All'interno dell'area di Fiume Grande, varie palazzine dismesse possono essere destinabili a scopi simili. La gestione delle attività nelle Saline potrebbe essere affidata all'Ente Parco BRINDISI NATURA”, proposto da Legambiente e la cui costituzione è stata assunta come impegno nel programma elettorale dell'attuale Sindaco.

**4. Riqualificazione dell'attuale asse attrezzato.** I dodici KM dell'asse attrezzato possono trasformarsi da frattura del territorio in via di comunicazione dal porto fino ai nuovi impianti ed alla città della Scienza, utilizzando mezzi elettrici. Lungo lo stesso asse attrezzato può trovare ubicazione la canalizzazione di acqua proveniente dal Cillarese, per un utilizzo in agricoltura, in sostituzione dell'emungimento di acqua di falda inquinata, di conseguenza si renderebbe possibile la rivalutazione di colture food.

La linea ferroviaria per trasporto merci, da poco creata, può divenire una linea di metropolitana leggera. Lungo l'asse attrezzato possono trovare collocazione pannelli fotovoltaici, oltreché diventare coperture di serre sui terreni non più destinabili a produzioni food. In questi stessi terreni, si può pensare di estendere la coltivazione di piante destinabili a produzioni per uso tessile o biometano.

**5. Progetto inerente la produzione di Energia Elettrica ed Idrogeno da moto ondoso.** L'impianto di produzione di idrogeno può essere costituito da moduli semisommersi che rappresenterebbero anche un molo di protezione davanti alla fragilissima falesia sul litorale di Cerano in località Belvedere. Il progetto in oggetto è di professionisti brindisini ed il suo prototipo verrà realizzato a breve lungo la costa brindisina.

**6. Creazione di una città della Scienza.** All'interno dello stabilimento dell'ENEL, vi sono strutture che potrebbero costituire spazi funzionali alla creazione di percorsi sulla storia dell'energia, oltre a laboratori, spazi per eventi ed attività similari a quelle realizzate in aree industriali dismesse. In particolare, professori e studenti del liceo artistico e musicale, hanno prospettato l'utilizzo dei DOME (i carbonili coperti) per la realizzazione di un palaeventi e di un palazzetto dello sport.

**7. Creazione di un centro di ricerca ed assistenza tecnica sulle fonti rinnovabili.** Ultimamente, i tecnici che erano impegnati nel laboratorio di analisi ambientale dell'Enel hanno proposto di costituire un centro di ricerca che, oltre a continuare le attività di analisi ambientale e di sperimentazione e realizzazione di tecniche di salvaguardia e



di bonifiche di matrici ambientali, sviluppi anche conoscenze applicabili alle fonti rinnovabili, alle tecniche di accumulo e all'efficientamento energetico, offrendo assistenza a cittadini ed a StartUp operanti nel settore.

8. A Brindisi, potrebbe essere interesse dell'Enel, diventando punto di riferimento di un Green new deal, creare un hub per Enel green power per occuparsi, oltre che delle ricerche, della sperimentazione e della produzione nei campi suddetti, dello sviluppo della ricerca applicata su motori elettrici destinati in primo luogo alla mobilità e di impianti di alimentazione connessi, ma anche della progettazione, della consulenza e della gestione di programmi di Smart city ed innanzitutto di Smart energy.

9. Per quel che riguarda gli impianti produttivi sostitutivi di quelli termoelettrici, si propone la realizzazione di un impianto solare termodinamico di nuova tecnologia e che sviluppi particolarmente le tecniche di accumulo, ma anche le ricerche applicate sull'uso delle nano particelle. Nell'area di Cerano, di ben 270 ettari di proprietà dell'Enel, sono anche realizzabili parchi fotovoltaici con tecniche avanzate di accumulo, essendo l'area in questione e quelle del sito SIN, le più idonee per la collocazione di impianti di significativa potenza nominale.

### Il caso friulano

La Centrale Termoelettrica di Monfalcone è ubicata lungo la sponda orientale del Canale Valentinis e sorge su di una area di superficie di circa 30 ettari. Le sezioni 1 e 2, alimentate sia con carbone sia con gasolio per la fase di avviamento, hanno una potenza rispettivamente di 165 e 171 MW (336 MW complessivi) e sono entrate in esercizio rispettivamente nel 1965 e nel 1970. Il protrarsi dell'attività fino al 2025, sancita a fine 2014 con la proroga dell'Autorizzazione Ambientale Strategica (AIA) da parte del Ministero dell'Ambiente, ha aumentato l'idiosincrasia del territorio verso un impianto inquinante, collocato in ambito cittadino da una cinquantina d'anni.

### LE INDAGINI AMBIENTALI E GLI STUDI EPIDEMIOLOGICI

A partire dal 2013 sono stati effettuati, nell'area Monfalconese, numerosi studi ambientali, sanitari ed epidemiologici da parte di Regione, ARPA, Sistema Sanitario Regionale e Università: campagne di monitoraggio dei metalli, valutazione dell'impatto sulla qualità dell'aria della Centrale A2A, confrontando i valori a centrale accesa e a centrale spenta, una campagna di biomonitoraggio sui licheni, due studi epidemiologici (sull'incidenza dei tumori nelle donne della Provincia di Gorizia e sugli eventi e la mortalità per infarto miocardico acuto nella popolazione del Monfalconese, uno studio per valutare il contributo fornito dalle emissioni della Centrale alla concentrazione delle polveri atmosferiche totali, affidato al CNR, svolto nel periodo 2014-2016.

Quel che ne deriva è, sostanzialmente, un quadro che attribuisce le varie forme di inquinamento a plurime fonti di emissione (attività industriali, attività portuali, traffico veicolare, centrale termoelettrica...), mettendo in evidenza alcune criticità in una situazione che, di norma, rispetta i limiti previsti per i singoli inquinanti.

In ogni caso, sottolineato che tutto ciò non tiene conto dell'emissione di CO<sub>2</sub>, responsabile primo dei cambiamenti climatici in atto anche nella nostra Regione, va evidenziato che il dibattito si è concentrato sulle pur importanti ricadute sulla salute, meno del futuro industriale dell'area che, al 2025, rischia di lasciare una profonda ferita sul substrato socioeconomico del territorio.

### VERSO LA FINE DEL CARBONE

Alcune dichiarazioni e atti formali indicano il 2025 come termine ultimo per l'esercizio della centrale e, conseguentemente, per l'uscita definitiva dal carbone. Ci si riferisce in particolare a:

- Piano Energetico Regionale Misura 5a (2015) – “La Regione, al fine di perseguire gli obiettivi dello scenario low carbon, intende superare l'utilizzo del carbone per la centrale termoelettrica di Monfalcone e promuovere per la stessa uno scenario di transizione, attraverso l'utilizzo del gas e/o di FER, al fine di ridurre gli impatti”.
- Strategia Energetica Nazionale - Il 10 novembre 2017 i Ministri Calenda e Galletti hanno firmato il Decreto Ministeriale contenente la Strategia Energetica Nazionale (SEN).

La nuova SEN ha grande rilevanza poiché il Decreto per la prima volta indica la data del 2025 come il limite entro il quale dismettere tutte le centrali elettriche alimentate a carbone in Italia.

• Le dichiarazioni di A2A – Nell'ambito della presentazione del “Bilancio di sostenibilità” 2016 dell'azienda a Udine, l'Amministratore delegato di A2A, Valerio Camerano, conferma la cessazione dell'attività della centrale a carbone entro il 2025.

• Il Tavolo tecnico avviato dal MiSE- Come più sopra riportato, durante la riunione del 7 giugno 2019 è stato ribadito l'abbandono del carbone nelle centrali di produzione di energia elettrica.

### LA PROPOSTA DI LEGAMBIENTE

Fin dal 2012 Legambiente è impegnata a denunciare questo ritardo e, contestualmente, a proporre soluzioni per un rilancio “Green” dell'area, una volta bonificata (anche dall'amianto utilizzato nelle coibentazioni delle sezioni alimentate a carbone).

In varie occasioni Legambiente ha formulato le proprie proposte che, come sosteniamo da tempo, devono essere caratterizzate da un'irrinunciabile Sostenibilità ambientale e economica, salvaguardando l'occupazione (circa 130 dipendenti più un rilevante numero di addetti nell'indotto).

Queste proposte, che si sono avvalse dei suggerimenti e delle intuizioni di soggetti che hanno esperienza nei settori specifici, derivano dall'aggiornamento di un documento che perseguiva il medesimo scopo, presentato da Legambiente già nel 2012 e da un secondo documento, risalente ai primi mesi del 2018. Da allora, l'unico fatto significativo è stato l'avvio di un tavolo tecnico istituito dalla precedente Amministrazione regionale verso il termine del mandato, con l'obiettivo di individuare un piano per attivare la bonifica dell'area e la creazione di progettualità economicamente ed ecologicamente sostenibili. Tale esperienza, che comprendeva soggetti e personalità di assoluto rilievo e competenza, è stata chiusa dalla nuova Amministrazione regionale.



In sintesi, le proposte di Legambiente si possono configurare come segue:

• **Bonifica del sito** - La dismissione degli impianti esistenti della Centrale (decommissioning) costituisce un'attività industriale importante, seppur limitata nel tempo, e dovrebbe essere collegata, in termini di responsabilità e di investimento e di risanamento, alla messa in campo delle iniziative riguardanti il porto.

• **Ampia zona a verde urbano tra la zona abitata del Rione Enel e le nuove attività da insediare** - Si dovrebbe trattare a tutti gli effetti di un masterplan di rinnovamento urbano concepito per migliorare le condizioni socio-economiche e l'immagine di un quartiere in forte stato di degrado, coerentemente con le "Linee guida per le Green City". L'esempio è quello dei quartieri "Le Duchère" e "La Confluence" di Lione (Francia) dove i progettisti hanno operato per rivitalizzare la vaste aree prima a destinazione industriale. L'intero progetto dovrà essere sviluppato come area di mitigazione ambientale (stoccaggio CO<sub>2</sub>, riduzione dell'effetto isola di calore, intercettazione PM10 e PM2.5, ecc.), contenimento degli effetti del cambiamento climatico (capacità di intercettare e stoccare gli afflussi di piogge intense e repentine), riqualificazione paesaggistica.

• **Energie rinnovabili** - Un parco Fotovoltaico che può arrivare almeno a 3 MW di potenza installata (circa 3 ettari).

• **Sistemi di accumulo (Storage)** - Dalla centrale partono linee di trasporto di energia elettrica ad alta tensione con una potenza di circa 1000MW, che costituiscono un fattore molto appetibile per creare un impianto di accumulo dell'energia, sulla base delle sperimentazioni effettuate da Terna (il gestore nazionale delle reti di trasmissione dell'energia elettrica). I sistemi di accumulo, già realizzati in diversi Paesi europei e sostenuti anche, ad esempio, dalla giunta regionale della Lombardia con uno stanziamento di 4,4 milioni di euro, consentono di stabilizzare la rete, assorbire l'energia prodotta dalle fonti rinnovabili nelle ore di picco ed erogarla quando richiesto dagli utenti (fonte: <http://www.terna.it/it-it/media/newsdeventi/ilruolodellostoragenellagestionedellereti.aspx>)

• **Economia Circolare:** i sistemi di accumulo di rete si possono realizzare anche sperimentando tecnologie elettrochimiche innovative e strategie di economia circolare (riutilizzo di batterie dei veicoli elettrici, non più idonee per l'alimentazione delle autovetture ma con capacità residua idonea per l'accumulo stazionario).

• **Economia circolare** - Sviluppo di un centro di raccolta e trattamento dei RAEE (Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche).

La gestione del "fine vita" di questi particolari rifiuti prevede la possibilità di realizzare impianti con caratteristiche complementari ed in successione tra loro:

I Centri di Raccolta, registrati presso il Centro di Coordinamento RAEE, ovvero apposite aree adibite al deposito di tali apparecchiature. I Centri di Raccolta possono effettuare il servizio di ritiro dei RAEE da uno o più comuni e accogliere tali apparecchiature direttamente dalla distribuzione commerciale;

I Centri di Riutilizzo sono aree dedicate alla raccolta dei RAEE domestici destinati alla revisione/riparazione per il loro riutilizzo. Sono realizzati e gestiti dai comuni e dalle aziende abilitate alla gestione dei RAEE, sono aperti a tutti i cittadini e alle utenze che possono consegnare gratuitamente i RAEE domestici;

Gli Impianti di Trattamento, accreditati al Centro di Coordinamento RAEE, sono costituiti da strutture adibite al trattamento dei RAEE, nel pieno rispetto delle normative ambientali e massimizzando il recupero e la valorizzazione dei materiali <https://www.relightitalia.it/it/> <http://www.sphaerae.com/n/>

• **Sviluppo del Porto** - L'area è molto appetibile per il porto, possiede una banchina con circa otto metri di pescaggio) che A2A gestisce in concessione autonomamente per l'attracco delle chiatte con il carbone ma, soprattutto, ampie aree retrobanchina (il carbonile e altre). La banchina costituisce un naturale prolungamento di quella adiacente del porto, destinata originariamente al cabotaggio, potendo consentire quindi più alternative quali quella del potenziamento del terminal autovetture con l'import/export di autovetture dalla Germania, destinazione Far East, che Monfalcone si è lasciata sfuggire a suo tempo a beneficio di Capodistria, proprio per mancanza di piazzali adeguati. La dotazione di una serie di servizi a contorno (lavaggio, montaggio di alcune parti, ecc) potrebbe garantire un'interessante opportunità occupazionale.

In alternativa: il recupero della proposta di stazione marittima per l'attracco di traghetti passeggeri o, ancora, la destinazione ad area logistica per il traffico ro-ro, potendo contare anche su un adiacente secondo varco al porto (via V. Veneto, attualmente chiusa al traffico) e costituendo fattore di attrazione per operatori che in regime di concessione potrebbero realizzare i necessari investimenti a fronte di nuovi traffici.

Nelle operazioni di riqualificazione del porto, considerato l'elevato grado di inquinamento ambientale (soprattutto atmosferico) causato dalle emissioni delle navi, va prevista l'elettrificazione delle banchine (come sta avvenendo ad esempio, nel porto di Genova), che consentirà alle navi ormeggiate di attingere dalle banchine l'energia necessaria ad essere pienamente operative senza bisogno di accendere i motori di bordo, ottenendo in tal modo sensibili benefici a livello di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> ed inquinanti in atmosfera, di risparmio energetico e di riduzione dell'impatto sonoro.

## **Il caso Spezzino**

La Società Enel Produzione S.p.A. ha dato avvio al procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale del progetto di sostituzione dell'unità a carbone esistente con nuova unità a gas per la Centrale Termoelettrica "Eugenio Montale" della Spezia.

Il progetto è localizzato all'interno della Centrale "Eugenio Montale" sita in un'area ricompresa nei Comuni di La Spezia e Arcola, in Provincia di La Spezia, nella Regione Liguria e prevede la sostituzione dell'esistente unità SP3 alimentata a carbone con una nuova unità alimentata a gas naturale. La sua realizzazione sarà programmata in due fasi. La prima fase prevede la costruzione dell'unità turbogas e il funzionamento il ciclo aperto (OCGT), con la messa fuori servizio dell'unità esistente a carbone. Nella seconda fase potrà essere realizzato il completamento in ciclo chiuso (CCGT) con l'aggiunta del generatore di vapore a recupero e della turbina a vapore.

## LE RAGIONI DEL NO

La politica energetica perseguita dai maggiori operatori elettrici italiani, ancora fortemente condizionati dagli interessi legati alle fonti fossili, è chiara quanto contraddittoria: si continua ad enfatizzare il ruolo “non programmabile” e “intermittente” delle fonti rinnovabili, ma poi si evita accuratamente di assumere quegli indirizzi legislativi ed applicativi che potrebbero dare una maggiore programmabilità alle produzioni pulite e conseguentemente una maggiore stabilità alla rete.

Al contempo si continua ad investire sulle fonti fossili, sordi ai tanti appelli che giudicano urgente e necessario un drastico cambio di indirizzi.

Nello specifico, la scelta di localizzare alla Spezia un nuovo impianto termoelettrico a gas, nell’ambito dell’attuale politica energetica nazionale, è inaccettabile e contraddittoria sulla base delle considerazioni che seguono:

- a) **non si avrebbe**, per quanto detto, **alcun effetto benefico generale e locale sui cambiamenti climatici**, a seguito della sostituzione del carbone con gas, ma si continuerebbe la corsa insensata e forsennata verso la catastrofe ambientale;
- b) **si confermerebbe l’obsoleto modello energetico** attuale basato sulle fonti fossili e sulla produzione accentrata, invece di virare decisamente verso la produzione distribuita e le fonti rinnovabili;
- c) **resterebbe ingiustificato, per una presunta esigenza di stabilità della rete, il ricorso a centrali turbogas** che sono della stessa sostanziale tipologia di quelle che contemporaneamente si dismettono in altre parti d’Italia da parte della stessa Enel, in quanto costose e poco competitive rispetto agli impianti a fonti rinnovabili;
- d) **si continuano a ignorare o sottovalutare tutte le tecnologie legate alle fonti rinnovabili** in grado di conferire una maggiore programmabilità alle produzioni ed un maggiore equilibrio della rete, come gli accumuli elettrochimici e gli accumuli a sali fusi;
- e) **si continua a ignorare l’improrogabile esigenza di attuare idonee ricerche e investimenti nelle smart grid**, settore che accusa inquietanti ritardi, in modo da predisporre le reti per un maggior apporto di fonti rinnovabili e per un più efficace scambio di servizi tra produttori e gestori di rete.

In conclusione, **il progetto in esame appare frutto sostanzialmente di valutazioni di tipo “geopolitico”** piuttosto che tecnico-economiche, e destinato ad alimentare gli appetiti di un apparato che è riuscito finora a conservare i privilegi di tipo oligopolistico, evitando di confrontarsi con tendenze e scenari ormai affermati a livello mondiale.

Il vantaggio strategico delle produzioni rinnovabili di avere dei costi marginali di produzioni tendenti allo zero, con un approvvigionamento riveniente dalle stesse risorse naturali e sganciato dai delicati equilibri geopolitici e dalle incertezze del mercato fossile, non tarderà a mandare fuori mercato tutte le centrali alimentate da fonti fossili, in un orizzonte temporale che però dipende dalle resistenze alla introduzione di modelli energetici innovativi e dagli investimenti che verranno fatti in questa direzione. Sotto questo aspetto la scelta di introdurre alla Spezia nuovi gruppi turbogas, per i motivi prima esposti, appare poco più di un colpo di coda derivante da nostalgie delle fonti fossili, destinato ad essere contraddetto dai fatti.

## CHIUSURA DEL GRUPPO A CARONECDA 650 MW E PROPOSTE PER LA RICONVERSIONE

La dismissione della centrale a carbone Enel della Spezia, prevista per il 2021 è **l’occasione per puntare su un futuro di creazione di lavoro e di sviluppo fondati su innovazione e qualità ambientale**. La Spezia, per la sua storia industriale ed energetica, costituisce un banco di prova significativo per realizzare nel concreto una giusta ed equa transizione energetica.

E’ una sfida impegnativa, che deve vedere coinvolti tutti i soggetti istituzionali, sociali, imprenditoriali, la cittadinanza per mettere insieme le idee e le forze necessarie per orientare la riconversione produttiva, assumendo una visione ambiziosa di sviluppo economico a basse emissioni, che sappia guardare al futuro nella prospettiva di un’economia circolare. Lavoratori e cittadini hanno il comune interesse a far affermare la buona economia, la buona occupazione, le ragioni ambientali. Riteniamo di grande interesse il documento elaborato dalla Cgil sia perché esprime la volontà di superare la produzione di energia da fonti fossili sia per il metodo scelto di confronto con tutti gli altri soggetti territoriali con l’intento di non contrapporre le ragioni del lavoro a quelle dell’ambiente e della salute.

La **storia produttiva del territorio spezzino ha sedimentato un’importante cultura industriale che a nostro parere non va dispersa**, anzi va valorizzata verso un manifatturiero innovativo e filiere industriali rispettose dell’ambiente e della salute umana, capaci di riparare i danni fatti e di gestire in modo corretto i problemi ambientali, a partire dai rifiuti e dall’inquinamento prodotto dalle attività del Porto.

È nostra convinzione che, accanto al mantenimento di funzioni produttive ed industriali di parte delle aree che andranno in dismissione, vadano sviluppate altre funzioni importanti, come il terziario avanzato, la ricerca, la logistica, i servizi al turismo.

Escludiamo le ipotesi di urbanizzazione a fini residenziali e commerciali nonché di grandi insediamenti turistici. E’ l’unica area non urbanizzata della città sulla quale è possibile fare una scommessa per impiantare una industria che accetti la sfida del cambiamento climatico, con prodotti e processi produttivi a basse emissioni e che diano futuro a una generazione che vive in modo drammatico l’assenza di opportunità lavorative. Inoltre, prevedere attività ricreative e/o abitative di grosso impatto in un’area industriale, tra l’altro adiacente a zone degradate e inquinate, significherebbe riproporre la contrapposizione tra industria, ambiente e salute.

La destinazione dell’area Enel sempre a fini sopra descritti offre invece l’opportunità, con una scelta urbanistica chiara e definita, di delimitare le aree per le attività produttive, associando alla stessa area anche attività legate ai servizi, alla ricerca, al terziario avanzato e alla logistica.

Riteniamo che la riconversione dell’area non debba produrre un incremento del consumo di suolo, anzi parti delle aree vanno rinaturalizzate perché le superfici Enel, per la loro posizione, hanno un valore ecologico per tutta la città. L’obiettivo da perseguire è la creazione di una rete ecologica efficiente a servizio delle aree del Levante, estendendo le aree che la Regione Liguria ha già inserito nella classificazione ufficiale della Rete Ecologica

### **Il caso di Civitavecchia**

La centrale a carbone di Civitavecchia è il nemico del clima numero uno nel Lazio per l'inquinamento che provoca nel suo territorio e per l'enorme portata delle emissioni climalteranti che scatena. Torrevaldaliga va spenta e convertita in polo delle rinnovabili, con torri eoliche, fotovoltaico e sistemi di accumuli in grado di rispondere alle esigenze di produzione, ma anche di sicurezza e flessibilità della rete. Non nell'ennesima centrale a gas.

Torrevaldaliga Nord, secondo gli ultimi dati provenienti da Bruxelles, è al primo posto assoluto tra gli impianti italiani per emissioni, nel 2018 ha prodotto infatti 8,1 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>: tra le 30 aziende che emettono più gas serra nel Continente, 22 sono impianti termoelettrici e tra questi, la centrale di Torrevaldaliga Nord, oltre ad essere prima in assoluto per l'Italia e al 14° posto tra le aziende con maggiori emissioni climalteranti in Europa.

Nel Lazio, secondo il registro europeo delle emissioni E-PRTR, su 11.409.000 di tonnellate di CO<sub>2</sub> derivante da 9 impianti di produzione energetica da fonti fossili, il 78% provengono dalla Centrale Torrevaldaliga Nord di Civitavecchia, l'11,2% del totale nazionale.

Per Legambiente la riconversione ecologica della Centrale di Civitavecchia non può che passare da un polo a fonti rinnovabili, fatto dall'insieme di eolico, solare fotovoltaico e sistemi di accumulo, in grado di rispondere alle esigenze energetiche del Paese ma anche di dare una nuova opportunità di sviluppo al territorio, così come sta avvenendo in molti altri Paesi europei e americani. Inoltre, i dati dimostrano ampiamente come per affrontare questa fase di transizione non sia assolutamente necessaria la realizzazione di nuove centrali a gas, rese economicamente vantaggiose dal nuovo sussidio del Capacity Market. La centrale a carbone, per poco più di un decennio, ha emesso la stragrande maggioranza delle emissioni nel Lazio, devastando qualità dell'aria e salubrità nel territorio dove è sorta: la sua accensione è stato un gravissimo errore, oggi convertirla a centrale a gas significherebbe perpetrare quell'errore, condannando l'area ad ospitare la produzione energetica da fonti fossili per tanti lustri ancora.

Un ruolo importante anche quello della Regione Lazio affinché promuova un territorio *Fossil Free*, contribuendo alla lotta contro la riconversione a gas proponendo politiche innovative e sostenibili. A tal proposito la Regione Lazio, dovrebbe scrivere e sottoscrivere, nel suo Piano Energia, l'assoluta necessità di un polo energetico sostenibile, ma anche fare ricorso ad un piano di sviluppo delle rinnovabili che tenga conto delle nuove frontiere su comunità energetiche e autoconsumo collettivo, individuando aree idonee allo sviluppo del fotovoltaico tra aree marginali e dismesse e anche integrato con l'agricoltura, così come puntare su piani di efficienza energetica spingendo riqualificazioni edilizie almeno in classe B, approfittando anche del super bonus del 110% e sulla mobilità sostenibile.

Così facendo si potrebbe mirare a trasformare la regione in un modello innovativo, in grado di valorizzare i territori, le loro economie locali, creando nuovi posti di lavoro. Non sottovalutando inoltre il ruolo del gas verde, ovvero dell'idrogeno, che potrebbe portare tutto il territorio ad una vera e propria rivoluzione che coinvolgerebbe l'intera città di Civitavecchia, il settore della mobilità, l'occupazione industriale, il porto, la valorizzazione del paesaggio e il turismo di prossimità oltre al tema della salubrità dell'aria.

**ALLEGATO 1**  
**PRINCIPALI CENTRALI TERMOELETTRICHE DI PRODUZIONE DA FOSSILE (> 50 MW)**

REGIONE	CITTA'	SOCIETÀ	MW	FONTE	TIPOLOGIA	ANNO
Abruzzo	Bussi sul Tirino	Edison	125	Gas	Turbogas	1994
Abruzzo	Gissi	A2A <a href="#">gencogas</a>	840	Gas	Ciclo combinato	2008
Abruzzo	Celano	Termica Celano Spa	175	Gas	Ciclo combinato	2003
Basilicata	Melfi	<a href="#">Snowstorm</a> S.r.l.	73	Gas	Turbogas	1993/2019
Calabria	Rizziconi	Rizziconi Energia	760	Gas	Ciclo combinato	2008
Calabria	Scandale	EP produzioni	814	Gas	Ciclo combinato	2010
Calabria	Simeri Crichi	Edison	857	Gas	Turbogas	2008
Campania	Altomonte	Edison	780	Gas	Turbogas	2003/2004
Campania	Sparanise	<a href="#">Calenia</a> Energia	760	Gas	Ciclo combinato	2007
Campania	Napoli	<a href="#">Tirreno Power</a>	400	Gas	Ciclo combinato	2009
<a href="#">E.Romagna</a>	Ferrara	Eni	385	Gas	Ciclo combinato	2009-2010
<a href="#">E.Romagna</a>	Piacenza	A2A	855	Gas	Ciclo combinato	2006
<a href="#">E.Romagna</a>	Ravenna	Eni	388	Gas	Turbogas	
<a href="#">E.Romagna</a>	San Quirico	Edison	125	Gas	Ciclo combinato	2007
<a href="#">E.Romagna</a>	Sarmato	Edison	180	Gas	Turbogas	2003
F.V. Giulia	Monfalcone	A2A	336	Carbone	Centrale a vapore	
F.V. Giulia	Trieste ( <a href="#">Zaule</a> )	Elettra Produzione	175	Metano + gas <a href="#">cockeria</a>	Turbogas	2006
F.V. Giulia	"Gorizia"	TEI Energy SpA??	75	Metano		in costruzione
F.V. Giulia	Torviscosa	Edison/EDF	790	Gas	Ciclo combinato	
Lazio	Aprilia	<a href="#">Sorgen</a>	800	Gas	Ciclo combinato	2012
Lazio	Civitavecchia	<a href="#">Tirreno Power</a>	1200	Gas	Turbogas	2008
Liguria	La Spezia	Enel	1282	Carbone	Centrale a vapore	1997
Liguria	Vado Ligure	<a href="#">Tirreno Power</a>	800	Gas	Turbogas	2007
Lombardia	Cassano d'Adda	A2A	760	Gas	Ciclo combinato	2007
Lombardia	Cologno Monzese	Edison	50	Gas	Turbogas	
Lombardia	Ferrera Erbognone	Eni	640	Gas/ <a href="#">Syn</a> gas	Ciclo combinato	
Lombardia	Mantova	Eni	390	Gas	Ciclo combinato	2004
Lombardia	<a href="#">Mo.Lo.Tavazzano</a>	EP produzioni	1140	Gas	Turbogas	2005
Lombardia	Ostiglia	EP produzioni	1137	Gas	Turbogas	2005
Lombardia	Ponti sul Mincio	A2A*	380	Gas	Ciclo combinato	
Lombardia	Sermide	A2A	1154	Gas	Ciclo combinato	2008
Lombardia	Sesto San Giovanni	Edison	113,3	Gas	Turbogas	1994
Lombardia	Turbiĝo	<a href="#">Iren</a>	855	Gas	Ciclo combinato	1993
Lombardia	<a href="#">Ber.Tur.Lodigiano</a>	<a href="#">Sorgen</a>	800	Gas	Ciclo combinato	2011
Marche	<a href="#">Fal.Marittima</a>	Api	580	Gas	Ciclo combinato	2001
Marche	Jesi	Edison	130	Gas	Turbogas	2001
Piemonte	Chivasso	A2A	1179	Gas	Turbogas	2005
Piemonte	Leini	<a href="#">Engie</a>	385	Gas	Ciclo combinato	2008
Piemonte	Moncalieri	<a href="#">Iren</a>	800	Gas	<a href="#">Teleriscaldam</a>	2003
Piemonte	Torino	<a href="#">Iren</a>	620	Gas	<a href="#">Teleriscaldam</a>	2018
Puglia	Brindisi	A2A	640	Carbone	Centrale a vapore	1979
Puglia	Brindisi	Eni	1330	Gas/Gas petr.	Ciclo combinato + vapore	
Puglia	Candela	Edison	360	Gas	Turbogas	2005
Puglia	Taranto	Taranto Energia	1044	Gas sider/olio		
Puglia	Modugno	<a href="#">Sorgen</a>	800	Gas	Ciclo combinato	2009
Sardegna	<a href="#">Fiumesanto</a>	EP produzioni	640	Carbone	Centrale a vapore	1992/1993
Sardegna	Portoscuso	Enel	580	Olio <a href="#">comb</a>	Centrale a vapore	1985 + 2008
Sardegna	Cagliari	<a href="#">Sarlux</a>	551	<a href="#">Syn</a> gas		2000
Sardegna	Assemmini	Enel	180	Gasolio	Turbogas	1992
Sicilia	Priolo Gargallo	Erg	480	Gas	Ciclo combinato	
Sicilia	Priolo Gargallo	Enel	760	Gas	Ciclo combinato	
Sicilia	Priolo Gargallo	<a href="#">Lukoil</a>	549	<a href="#">Syn</a> gas da TAR	Ciclo combinato	
Sicilia	San Fil. del Mela	A2A	960	Olio <a href="#">comb</a>	Centrale a vapore	2007
Sicilia	Porto Empedocle	Enel	80	Gas	Turbogas	2010
Sicilia	Trapani	EP produzioni	213	Gas	Turbogas	1984
Sicilia	Termini Imerese	Enel	1341	Gas	Ciclo combinato	
Sicilia	<a href="#">Augusta Sonatrach</a>	Ex ESSO	188	<a href="#">Syn</a> gas da TAR	Ciclo combinato	



Toscana	Livorno (Ferraris)	EP produzioni	805	Gas	Turbogas	2008
Toscana	Ros. Marittimo	Engie	400	Gas	Ciclo combinato	1997
Toscana	Ros. Marittimo	Solteq	180	Gas	Ciclo combinato	2006
Umbria	Terni	Edison	100	Gas	Turbogas	
Umbria	Perugia (Bastardo)	Enel	150	Carbone	Centrale a vapore	
Umbria	Pietrafitta	Enel	176	Gas	Turbogas	1996
Veneto	Marghera Levante	Edison	790	Gas	Ciclo combinato	2017
Veneto	Porto Marghera	Edison	780	Gas	Ciclo combinato	in costruzione
Veneto	Porto Viro	Edison	125	Gas	Turbogas	

## ALLEGATO 2

### SVILUPPO DELLA RETE GAS dal Rapporto Snam 2019

#### CRITICITÀ E CONGESTIONI DELLA RETE

Ad oggi la rete di trasporto risulta avere un buon grado di flessibilità e di magliatura che ne garantisce l'esercizio anche in condizioni di stress in caso di punta di prelievo. Alcune situazioni particolari sono prese in considerazione ai fini della valutazione dello stato della rete e al fine di valutare la necessità di eventuali interventi. Sulla rete nazionale di trasporto si è considerato uno scenario in cui il punto di entrata di Passo Gries, a causa di eventi indipendenti da Snam Rete Gas, possa avere un flusso in entrata pari a zero (situazione possibile sia per fattori di natura commerciale che tecnica e già verificatasi in passato) unitamente a una disponibilità degli stoccaggi gas dell'area nord occidentale che possa essere limitata facendo venire meno l'apporto di questa fonte. Anche in questa particolare condizione, grazie soprattutto alla realizzazione del progetto "Supporto al mercato nord – ovest e flussi bidirezionali trasfrontalieri" che è stato messo in esercizio a settembre 2018 il sistema del gas italiano è in grado di garantire l'approvvigionamento del mercato considerato e pertanto risulta resiliente anche a tale evenienza. Tenuto conto delle massime capacità da Mazara del Vallo, da Gela e delle nuove capacità in arrivo dal TAP, la rete di trasporto potrebbe in futuro risultare congestionata e pertanto sono stati pianificati i progetti "Potenziamento per nuove importazioni da sud - Linea Adriatica" e "Metanodotto Matagiola – Massafra" che congiuntamente sono funzionali ad ulteriori richieste di capacità dal centro sud. Inoltre per prevenire eventuali congestioni future del sistema di trasporto in funzione di ulteriori nuovi punti di entrata sono stati studiati i progetti "Ulteriori potenziamenti a sud" e "Potenziamenti da nord est" che permetteranno di garantire il trasporto di eventuali nuovi quantitativi.

La situazione più critica sulla rete di trasporto nazionale si ha in relazione al trasporto dei flussi di gas provenienti dallo stoccaggio di Fiume Treste. L'infrastruttura attuale non è infatti in grado di trasportare i flussi provenienti dallo stoccaggio nel caso in cui vengano erogate le capacità di punta, limitando di fatto un'importante fonte di flessibilità del sistema italiano. Snam Rete Gas ha già pianificato la realizzazione della centrale di Sulmona mediante la quale potranno essere eliminati i colli di bottiglia esistenti. Per quanto riguarda la rete regionale sono state prese in considerazione una serie di situazioni di trasporto per le quali risulta necessario intervenire con la realizzazione di nuove infrastrutture, su aree più o meno circoscritte, al fine di:

creare nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio-lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale, registrati in una determinata area;

potenziare (e/o estendere, nel caso di un nuovo bacino d'utenza) la rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

#### INTERCONNESSIONE TAP

In data 21/09/2016, Snam Rete Gas ha avviato la procedura aperta prevista dalla delibera ARG/GAS 2/10, a seguito della "Prima Richiesta di accesso alla Rete Nazionale di Gasdotti" relativa ad un punto di entrata a Melendugno. Snam ha di conseguenza elaborato il progetto e formalizzato la proposta di conferimento che è stata accettata nel settembre 2018 dagli shippers i quali hanno definito i relativi contratti di trasporto. Come risultato della procedura, Snam Rete Gas ha preso la decisione finale di investimento per la realizzazione dell'opera. >Il progetto di Interconnessione TAP (DN1400 – 55 km) è funzionale al collegamento della nuova infrastruttura di importazione TAP, prevista in arrivo a Melendugno, con la rete nazionale esistente presso Brindisi, rendendo disponibile una capacità massima in ingresso pari a circa 44 MSm<sup>3</sup>/g senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud. L'entrata in esercizio complessiva del progetto è programmata per l'anno 2020. Il progetto "Interconnessione TAP" è incluso nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 di ENTSOE con il codice identificativo TRA-F-1193 ed è rappresentato nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor".

#### INTERCONNESSIONE CON LA SLOVENIA

Alla luce dei piani di sviluppo del consumo di gas naturale nell'area di Koper e tenendo conto degli obiettivi della direttiva europea n. 2009/73/CE e delle infrastrutture già presenti in tale area, il MiSE italiano e il Ministero delle infrastrutture sloveno hanno convenuto sull'opportunità di realizzare una nuova interconnessione tra le reti di Snam Rete Gas e di Plinovodi (il gestore del trasporto sloveno) nell'area di San Dorligo della Valle – Osp e supportano la partecipazione delle due società nella proposta di un progetto di interconnessione coordinato. Snam Rete Gas e Plinovodi hanno predisposto un accordo tecnico tramite il quale definiscono e concordano i principali elementi tecnici del progetto, quali la capacità di trasporto considerata ai fini del dimensionamento, il diametro del metanodotto, la pressione minima contrattuale nel punto di interconnessione e la pressione massima di esercizio. In base all'accordo, il progetto prevede una nuova capacità presso il punto di uscita dalla rete nazionale di San Dorligo della Valle di circa 0,3 MSm<sup>3</sup>/g. Non è ancora stata presa la decisione finale d'investimento e al momento l'entrata in esercizio è programmata per l'anno 2023. Nell'ambito di un progetto coordinato, nel mese di novembre 2014 Snam Rete Gas e Plinovodi hanno avviato una consultazione di mercato al fine di raccogliere le manifestazioni di interesse non vincolanti dagli operatori/utenti interessati alla realizzazione di capacità in uscita dalla rete Snam Rete Gas e in entrata nella rete di Plinovodi presso il nuovo punto di interconnessione. Il periodo per l'invio delle manifestazioni di interesse si è concluso in dicembre 2014; la decisione finale d'investimento è subordinata all'avvio e all'esito del processo di conferimento di capacità di trasporto presso il punto. Il progetto "Interconnessione con la Slovenia" è incluso nel TYNDP 2017- 2026 di ENTSOE, nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 di ENTSOE e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-354.

#### POTENZIAMENTO IMPIANTO DI GORIZIA

Il Trasportatore Sloveno, Plinovodi mediante il progetto avente codice TRA-N-112 nel TYNDP 2017-2026 di ENTSOE e quello Ungherese FGSZ mediante il progetto avente codice TRA-N-325 pianificano un'interconnessione fra i due paesi. Un possibile sviluppo del corridoio Ungaro-Sloveno è l'incremento di capacità bidirezionale presso il punto di interconnessione di Gorizia. Snam Rete Gas, anche a seguito di una richiesta non vincolante di capacità incrementale sul punto di Gorizia pervenuta a Plinovodi e FGSZ si sta coordinando con i due operatori per favorire la creazione di questo nuovo corridoio. Il progetto prevede un intervento circoscritto alla sola sezione di misura dell'impianto Gorizia per accrescere la capacità del punto di entrata fino a 6

M<sup>3</sup>/g in entrambe le direzioni di flusso. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta all'esito delle relative aste di capacità incrementale. Il progetto "Potenziamento impianto di Gorizia" è incluso nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 di ENTSOG con il codice identificativo TRA-N-1227.

#### POTENZIAMENTO PER NUOVE IMPORTAZIONI DA SUD (LINEA ADRIATICA)

Snam Rete Gas, in linea con quanto emerso dalla SEN, considera lo sviluppo di nuove importazioni da Sud un elemento strategico per una maggiore diversificazione delle fonti, per un incremento della competitività del mercato del gas e per una maggiore sicurezza dell'intero sistema di trasporto Nazionale. Pertanto Snam Rete Gas ha pianificato la realizzazione del progetto "Potenziamento per nuove importazioni da sud" volto a garantire il raggiungimento degli obiettivi appena esposti che si compone delle opere descritte di seguito.

##### Linea Adriatica

Tale progetto consentirà di rendere disponibile nuova capacità di trasporto per circa 24 M<sup>3</sup>/g dai punti di entrata da Sud. Il progetto comprende la costruzione di circa 430 km di nuova linea di diametro DN1200 lungo la direttrice Sud – Nord e il potenziamento dell'impianto di compressione di Sulmona per circa 33 MW. La Linea Adriatica è funzionale al trasporto di quantitativi di gas provenienti da eventuali nuove iniziative di approvvigionamento dalla Sicilia e dal medio Adriatico. La Linea Adriatica può essere vista come uno sviluppo che ha carattere di generalità e che consente di potenziare le capacità della direttrice di importazione da Sud, favorendo l'interconnessione di nuove iniziative di importazione che insistono sul Corridoio ad alta priorità delle reti energetiche "Southern Gas Corridor". Gli interventi di potenziamento della rete (metanodotti) necessari per il trasporto dei nuovi quantitativi di gas sono al momento in corso di acquisizione dei permessi. Per il progetto "Nuova Centrale di Sulmona" è stata adottata una decisione finale di investimento e sono state acquisite le autorizzazioni necessarie alla costruzione. Il progetto infatti garantisce un incremento delle portate trasportabili provenienti dall'erogazione dello stoccaggio di Fiume Treste. Lo sfruttamento della piena capacità erogativa di punta dello stoccaggio di Fiume Treste mette a disposizione del sistema italiano una maggiore flessibilità che potrebbe permettere un contenimento dei prezzi in caso di eventi che producano un mercato del gas particolarmente corto. La Centrale di Sulmona, oltre ad aumentare la flessibilità della rete italiana, permette inoltre di evitare costi in investimenti di sostituzione sulle altre centrali di compressione del sistema di trasporto.

La "Linea Adriatica" è inclusa nel TYNDP 2017-2026 di ENTSOG, nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-007. Il progetto è inoltre inserito nella lista PIC della Commissione Europea del 23 novembre 2017 con n° 7.3.4, con l'obiettivo di portare in Europa nuovo gas dalle riserve del Mediterraneo Orientale. Snam Rete Gas, in conformità alla direttiva 2009/73/CE del 13 luglio 2009, tiene in considerazione tale progetto all'interno del piano e ne riconosce l'importanza ai fini della strategia energetica europea. L'entrata in esercizio complessiva del progetto è programmata per l'anno 2026. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta alle richieste di capacità incrementale in esenzione o in regime regolato che verranno avanzate su Punti di Entrata esistenti o da creare nel sud Italia. Si evidenzia che il progetto della Linea Adriatica è abilitante per più opportunità di nuove importazioni: l'Adriatica è infatti funzionale a importazioni dal Sud da differenti origini. Come noto è in corso una procedura di Incremental Capacity per creare una nuova interconnessione tra Italia e Grecia, e analogamente sono in corso altre interlocuzioni con i promotori delle iniziative finalizzate a sviluppare il corridoio Sud.

##### Metanodotto Matagiola-Massafra

Il nuovo metanodotto Matagiola – Massafra (DN1400 – 80 km) permetterà l'incremento della capacità massima dei punti di entrata della Puglia fino ad un massimo di 74 M<sup>3</sup>/g senza incrementare la capacità complessiva del sistema da Sud. Tale investimento è funzionale alle iniziative che insistono sulla rotta del Southern Gas Corridor (SGC). L'entrata in esercizio del progetto è programmata per l'anno 2026. Il progetto relativo al metanodotto "Matagiola – Massafra" è incluso nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 con il codice identificativo TRA-N-1195. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta alle richieste di capacità incrementale in esenzione o in regime regolato che verranno avanzate su Punti di Entrata esistenti o da creare in Puglia.

#### POTENZIAMENTI IMPORTAZIONI DA NORD - EST

Il progetto prevede la posa di nuovi gasdotti per l'incremento della capacità di trasporto da Nord – Est ed è incluso nel TYNDP 2017-2026 di ENTSOG, nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-008. Le attività realizzative del progetto "Potenziamenti importazioni da Nord - Est", data l'indeterminatezza degli scenari di domanda e offerta, sono previste al di fuori del perimetro temporale del piano, pertanto il progetto è incluso nel documento limitatamente alle attività di ingegneria e acquisizione dei permessi.

#### ULTERIORI POTENZIAMENTI A SUD

Il progetto prevede ulteriori potenziamenti di una serie di metanodotti e impianti lungo la direttrice Sud – Nord, per realizzare nuova capacità di trasporto in entrata da un eventuale nuovo punto di entrata da Sud relativo a nuovi progetti di importazione o GNL. Il progetto "Ulteriori potenziamenti a Sud" è incluso nel TYNDP 2017-2026 di ENTSOG nella lista dei progetti che verranno inseriti nel TYNDP 2018-2027 e nei GRIP "Southern Corridor" e "South-North Corridor" con il codice identificativo TRA-N-009. Le attività realizzative del progetto "Ulteriori Potenziamenti a Sud", data l'indeterminatezza degli scenari di domanda e offerta, sono previste al di fuori del perimetro temporale del piano, pertanto il progetto è incluso nel documento limitatamente alle attività di ingegneria e acquisizione dei permessi.

#### PROGETTI DI POTENZIAMENTO DELLA RETE REGIONALE

La rete regionale è costituita da infrastrutture di estensione interregionale, regionale e locale, spesso magliate, alimentate da uno o più punti di immissione dalla rete nazionale. L'esigenza di potenziamento e sviluppo della rete regionale è conseguente alle seguenti necessità: potenziare la rete per creare nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale, registrati in una determinata area; potenziare (e/o estendere, nel caso di un nuovo

bacino d'utenza) la rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto. Ai fini del dimensionamento delle suddette esigenze di potenziamento, viene considerata la domanda di picco in condizioni climatiche invernali, tali condizioni infatti caratterizzano fortemente i prelievi delle reti di distribuzione urbana. Tali valutazioni sono effettuate in quanto le infrastrutture di rete regionale, essendo più prossime ai punti di prelievo finale del gas naturale, sono maggiormente sollecitate dalle dinamiche del mercato. Le soluzioni tecniche individuate tengono conto di eventuali sinergie con esigenze di adeguamento della rete esistente al fine di ottimizzare i costi complessivi. Le principali opere di potenziamento e di estensione della rete regionale, comprese nel piano, sono ubicate nell'area della Lombardia, della Campania e della Calabria e sono descritte nei paragrafi seguenti. In particolare in Calabria sono previste numerose opere di estensione della rete nell'ambito del programma di metanizzazione della regione.

#### POTENZIAMENTI IN LOMBARDIA

Sulla rete regionale della Lombardia sono stati pianificati, e in larga parte già realizzati, alcuni importanti interventi di potenziamento che consentono di adeguare le prestazioni delle strutture di trasporto regionale, alle esigenze del mercato del gas naturale. Nella zona Centro Orientale sono previsti interventi di sviluppo nell'area compresa tra Azzano Mella (BS) e Zanica (BG). Ad oggi, a completamento della suddetta struttura di trasporto, è in corso di realizzazione il tratto Chiari-Travagliato (13,5 km).

#### COLLEGAMENTO PIETRAVAIRANO - PIGNATARO MAGGIORE

Nella Regione Campania è prevista la realizzazione di un nuovo metanodotto di circa 25 km con partenza dal metanodotto Transmediterraneo "A" ed arrivo sul metanodotto Melizzano – Cisterna. Il nuovo collegamento consentirà di potenziare quest'ultimo metanodotto sulla tratta Melizzano – Pignataro Maggiore, funzionale alla fornitura del gas naturale ad una pluralità di punti di riconsegna tra i quali si evidenziano due centrali termoelettriche ed il mercato dell'area metropolitana di Napoli, ripristinando assetti di trasporto in linea con i criteri di affidabilità e flessibilità richiesti. Consentirà inoltre di incrementare la sicurezza dell'approvvigionamento del gas naturale, in quanto la nuova infrastruttura si configura quale una seconda alimentazione per i suddetti mercati, potendone garantire la fornitura anche in caso di indisponibilità dell'alimentazione da Melizzano.

#### METANIZZAZIONE DELLA REGIONE CALABRIA

Sull'intero territorio della Regione Calabria è prevista la realizzazione di opere per il completamento della metanizzazione della Regione a seguito della stipula da parte delle imprese di distribuzione dei contratti di allacciamento alla rete di metanodotti di Snam Rete Gas. Tali opere, che prevedono la costruzione di metanodotti per circa 310 km complessivi, comprendono 17 adduttori (di cui 15 già realizzati) al servizio di 62 punti di riconsegna (di cui 55 già realizzati).





**LEGAMBIENTE**

### **VIVA LA RIEVOLUZIONE.**

La storia di Legambiente è legata da sempre al desiderio di cambiare il mondo, migliorare l'ambiente e impegnarsi nella difesa del territorio: per il nostro quarantesimo compleanno, celebriamo il bello della #rievoluzione, perché le rivoluzioni cambiano il mondo, ma le evoluzioni lo rendono migliore.

Abbiamo tantissime sfide che ci attendono: fermare la crisi climatica e le ecomafie, liberare il mare dai rifiuti e diffondere stili di vita sostenibili, proteggendo il territorio e chi lo vive. Dobbiamo farci portavoce dell'Italia che non ha paura, che crede fermamente in un futuro migliore e si impegna per realizzarlo.

Per mettere in moto questa #rievoluzione, c'è bisogno della partecipazione di tutte e tutti.

**Saremo in tanti.**  
**Saremo inarrestabili.**  
**Unisciti a noi.**

Iscriviti al Circolo più vicino  
o su [www.legambiente.it](http://www.legambiente.it).

Ti aspettiamo!



**[legambiente.it](http://legambiente.it)**

