

Documento di Descrizione degli Scenari 2024



SOMMARIO

1	INDICE DELLE FIGURE.....	4
2	INDICE DELLE TABELLE.....	5
3	EXECUTIVE SUMMARY	8
4	CONTESTO REGOLATORIO E NORMATIVO.....	12
4.1	Contesto regolatorio	12
4.2	Contesto normativo.....	13
5	INPUT E RIFERIMENTI METODOLOGICI	17
5.1	Framework di analisi.....	17
5.2	Richiamo alla catena modellistica	17
5.3	Input di scenario	21
	Contesto macroeconomico	21
	Commodities.....	22
	Anno climatico di riferimento	23
	Evoluzione del fabbisogno elettrico in funzione delle condizioni climatiche	24
	Producibilità delle fonti rinnovabili	25
	Complementarità fra solare ed eolico.....	27
	Capacità di interconnessione elettrica con l'estero.....	28
	Evoluzione della capacità di trasporto interzonale.....	29
6	DESCRIZIONE DEGLI SCENARI E FABBISOGNO ENERGETICO	32
6.1	Linee guida a livello europeo	32
6.2	Scenari europei sviluppati da ENTSO-E ed ENTSG.....	33
6.3	Descrizione degli scenari Snam-Terna del DDS 2024.....	34
6.4	Consumi finali per vettore energetico.....	37
6.5	Consumi finali per settore	39
7	SCENARI DEL SISTEMA ELETTRICO	41
7.1	Fabbisogno di elettricità	41
7.2	Copertura del fabbisogno elettrico	45
7.2.1	Scenario PNIEC Policy 2030.....	45
7.2.2	Scenari 2030-35-40 a confronto	55
7.2.3	Approfondimenti modellistici sugli scenari	66
8	SCENARI DEL SISTEMA GAS	73
8.1	Domanda di gas nella situazione attuale.....	73
8.2	La domanda di gas al 2030.....	75
	Gas Naturale.....	76
	Biometano	77
	Idrogeno	78
8.3	La domanda di gas al 2035.....	79
	Gas naturale	80
	Biometano	81
	Idrogeno	81
8.4	La domanda di gas al 2040.....	82
	Gas naturale	83
	Biometano e metano sintetico.....	84
	Idrogeno	85
8.5	Domanda giornaliera di picco e off-peak.....	86
8.6	Offerta di gas nella situazione attuale	90

8.7	Offerta di gas negli scenari	90
	Offerta di gas naturale negli scenari.....	90
	Offerta di biometano e metano sintetico negli scenari	92
	Offerta di idrogeno negli scenari	93
8.8	Carbon Capture and Storage (CCS)	95
9	ANNEX I: Coerenza con gli scenari europei.....	98
9.1	Prezzi commodities.....	98
9.2	Fabbisogno elettrico	98
9.3	Capacità installata generazione elettrica.....	99
9.4	Producibilità impianti FER.....	99
9.5	Capacità di interconnessione elettrica.....	99
9.6	Domanda di gas.....	100
10	ANNEX II: Tecnologie innovative abilitanti la decarbonizzazione.....	102
10.1	Obiettivi di decarbonizzazione al 2050.....	102
10.2	Digitalizzazione delle reti elettriche e gas.....	103
10.3	Tecnologie nel settore elettrico	104
10.3.1	Tecnologia nucleare	104
10.3.2	Grid forming per l'integrazione delle rinnovabili	106
10.3.3	Flessibilità delle risorse distribuite	107
	Auto elettriche.....	107
10.4	Tecnologie per il sistema gas.....	108
10.4.1	Produzione molecole decarbonizzate	108
10.4.2	Tecnologie per la cattura del carbonio.....	110
10.4.3	Tecnologie a gas asservite agli usi finali.....	112
10.4.4	Tecnologie asservite allo stoccaggio di energia.....	114
11	ANNEX III: Consumo interno lordo di energia ed emissioni	116
11.1	Consumo interno lordo di energia	116
11.2	Emissioni di CO ₂	117

1 INDICE DELLE FIGURE

Figura 1- Catena modellistica del processo di costruzione degli scenari	18
Figura 2 – Processo di simulazione sistema elettrico	19
Figura 3 - Perimetro di analisi (settore elettrico)	20
Figura 4 – Processo di simulazione domanda/offerta gas	21
Figura 5 – Evoluzione del prezzo gas (TTF, spot) da gennaio 2019 ad agosto 2024 [€/MWh]	23
Figura 6 - Relazione fabbisogno medio giornaliero - temperatura	24
Figura 7 – Relazione carico giornaliero/HDD (inverno)	25
Figura 8 - Producibilità fonte solare (ore equivalenti di produzione, hheq)	26
Figura 9 - Produzione media oraria stagionale per 1,8 GW di solare e 1 GW di eolico, zona Sud [MWh] (esempio).....	27
Figura 10 - Produzione mensile per 1,8 GW di solare e 1 GW di eolico, zona Sud [GWh] (esempio)	28
Figura 11 – Capacità massima di interconnessione con i paesi confinanti al 2030 [GW].....	29
Figura 12 - Capacità di scambio massima interzonale [GW]: a) 2023, b) 2030, c) 2035, d) 2040..	30
Figura 13 - Storylines scenari ENTSOs 2024	33
Figura 14 - Storyline DDS 2024	34
Figura 15 - Usi energetici finali per principale vettore energetico [Mtep].....	37
Figura 16 - Usi energetici finali per principale settore [Mtep]	39
Figura 17 - Fabbisogno elettrico 2000 – 2040 [TWh].....	42
Figura 18 - Correlazione fra la variazione del PIL e la variazione del fabbisogno elettrico (2000-23)	42
Figura 19 - Capacità energetica degli accumuli per tipologia nello scenario PNIEC Policy 2030...	46
Figura 20 - Ripartizione zonale a) capacità Installata FER [GW] e b) capacità energetica degli accumuli, escl. pompaggi esistenti [GWh]	47
Figura 21 - Scenario PNIEC Policy 2030, bilancio elettrico [TWh].....	49
Figura 22 - PNIEC Policy 2030: a) copertura e fabbisogno mensile [TWh], b) copertura del fabbisogno mensile [%]	51
Figura 23 - Scenario PNIEC Policy 2030, a) Flussi interzonal e b) scambi con l'estero (b) [TWh]	53
Figura 24 – Capacità FER negli scenari Distributed Energy Italia (a), Global Ambition Italia (b) e PNIEC Slow (c) [GW]	55
Figura 25 – Capacità FER, distribuzione zonale [GW]	56
Figura 26 - Evoluzione della ripartizione zonale degli impianti fotovoltaici [GW].....	57
Figura 27 - Evoluzione della ripartizione zonale degli impianti eolici [GW]	58
Figura 28 - Evoluzione della capacità energetica degli accumuli (al netto dei pompaggi esistenti) [GWh]	59
Figura 29 - Evoluzione della capacità degli elettrolizzatori negli scenari [GW_el].....	61
Figura 30 - Evoluzione della capacità zonale degli elettrolizzatori negli scenari [GW_el].....	61
Figura 31 – Copertura della domanda al 2030-35-40 [TWh].....	62
Figura 32 - Flussi interzonal [TWh]: a) PNIEC Policy 2030, b) PNIEC Slow 2030	65
Figura 33 - Flussi interzonal [TWh]: a) DE-IT 2040, b) GA-IT 2040, c) PNIEC Slow 2040	65
Figura 34 –Ore equivalenti di utilizzo per la capacità cumulata termoelettrica a gas	66
Figura 35 - Carico residuo medio (MWh) e movimentazioni accumuli medie (%) per il 2030 ed il 2040.....	67
Figura 36 - Bilancio orario di una giornata tipo del mese di maggio 2030.....	68
Figura 37 - Prelievo elettrolizzatori collegati alla rete elettrica (TWh_el).....	69
Figura 38 - Curva di durata del curtailment (es. GA-IT 2040) [GW]	69
Figura 39 – Andamento dei prelievi giornalieri del 2023 (valori espressi in milioni di Sm ³)	75
Figura 40 – Domanda di picco INVERNO ECCEZIONALE 2030-2035-2040 (Mm ³ _{eq} /giorno).....	87
Figura 41 – Domanda off-peak: ESTATE MEDIA 2030-2035-2040 (Mm ³ _{eq} /giorno)	88
Figura 42 – Produzione giornaliera di energia elettrica da fonte solare (a sinistra) e da fonte eolica (a destra) per l'anno 2023 (GWh/giorno).....	89

Figura 43 – Incremento domanda di picco invernale per condizione di dunkelflaute (Mm ³ _{eq} /giorno)	89
Figura 44 - Approvvigionamento gas italiano 2019 - 2023 [Gm ³ /anno]	90
Figura 45 - Approvvigionamento di idrogeno verde per la domanda italiana [TWh _{el}]	93
Figura 46 - SouthH2Corridor	95
Figura 47 - EHB 2022-05 - Mappa dei “corridoi” di importazione di idrogeno al 2030	95
Figura 48 - Confronto domanda gas naturale, biometano e idrogeno (Gm ³ _{eq}) degli scenari TYNDP 2024 (NT+, DE e GA) vs scenari Snam Terna (PNIEC Policy, DE-IT, GA-IT e PNIEC Slow)	100
Figura 49 - Mappatura di alcune delle principali tecnologie di interesse per l’evoluzione del sistema energetico	102
Figura 50- Possibile progressione temporale della capacità installata [GW] (PNIEC 2024)	105
Figura 51 – Possibile impatto tecnologia nucleare sullo scenario DE-IT 2040	106
Figura 52 - Principali tecnologie CCS	111
Figura 53 - Consumi di energia primaria (Gross inland consumption Europe 2020-2030) storici e negli scenari [Mtep]	117
Figura 54 – Andamento emissioni gas serra [MtCO _{2eq}]	119

2 INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Principali valori degli scenari DDS 2024	10
Tabella 2 - Andamento delle variabili economiche e demografiche (anni 2020-40) - fonte: PNIEC 2024	22
Tabella 3 – Tasso di crescita medio del PIL (anni 2023-40) - fonte: PNIEC 2024	22
Tabella 4 - Andamento dei prezzi delle commodity (espressi in termini reali, anno 2023) – fonte: PNIEC 2024	22
Tabella 5 – Consumi finali per vettore energetico [Mtep]	38
Tabella 6 – Evoluzione del fabbisogno elettrico [TWh]	43
Tabella 7 – Evoluzione veicoli elettrici e PDC elettriche	44
Tabella 8 - (a) Capacità installata FER al 2030, (b) incremento installato FER 2023-30	48
Tabella 9 - (a) Capacità energetica accumuli al 2030, (b) incremento accumuli al 2030 [escl. pompaggi esistenti]	48
Tabella 10 - Evoluzione del bilancio di calore	50
Tabella 11 - PNIEC Policy 2030: bilancio mensile	52
Tabella 12 - Variazione saldo estero: 2023 vs Scenario PNIEC Policy 2030 [TWh]	54
Tabella 13 – Capacità FER [GW]	56
Tabella 14 – Capacità solare [GW], dettaglio zonale	57
Tabella 15 - Capacità eolica [GW], dettaglio zonale	58
Tabella 16 - Capacità accumulo [GWh], dettaglio zonale (al netto dei pompaggi esistenti)	60
Tabella 17 – Contributo FER al 2030-35-40	62
Tabella 18 – Scenari DDS 2024, bilancio elettrico [TWh]	63
Tabella 19 – Saldo import/export del sistema elettrico [TWh]	64
Tabella 20 - Variazione curtailment e ore di funzionamento elettrolizzatori al variare della loro capacità installata nello scenario (es. GA-IT 2040)	70
Tabella 21 – Domanda annua di gas 2018-2023	74
Tabella 22 – Domanda gas al 2030	76
Tabella 23 – GAS NATURALE: domanda al 2030	77
Tabella 24 – BIOMETANO: domanda al 2030	77
Tabella 25 – IDROGENO VERDE: domanda al 2030	79
Tabella 26 – Domanda gas al 2035	80
Tabella 27 – GAS NATURALE: domanda al 2035	81
Tabella 28 – BIOMETANO: domanda al 2035	81
Tabella 29 – IDROGENO VERDE: domanda al 2035	82
Tabella 30 – Domanda gas al 2040	83
Tabella 31 – GAS NATURALE: domanda al 2040	84

Tabella 32 – BIOMETANO e METANO SINTETICO: domanda al 2040.....	85
Tabella 33 – IDROGENO VERDE: domanda al 2040	86
Tabella 34 - Produzione nazionale di gas naturale (Gm ³)	91
Tabella 35 - Bilancio nazionale gas (Gm ³)	92
Tabella 36 - Produzione nazionale di biometano e metano sintetico (Gm ³)	92
Tabella 37 - Matrici di produzione di metano verde al 2040 (Gm ³)	92
Tabella 38 - Fabbisogno elettrico stimato in ambito europeo nel processo di definizione degli scenari TYNDP 2024 a confronto con gli scenari DDS 2024 (2030 e 2040) [TWh].....	99
Tabella 39 - Capacità FER stimata in ambito europeo nel processo di definizione degli scenari TYNDP 2024 a confronto con gli scenari DDS 2024 (2030 e 2040) [GW]	99
Tabella 40 – Dettaglio emissioni gas serra [MtCO _{2eq.}]	118

3.

Executive summary

3 EXECUTIVE SUMMARY

Il presente Documento di Descrizione degli Scenari (nel seguito DDS 2024) rappresenta il risultato delle attività svolte da Snam e Terna ai sensi delle delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas. Il DDS'24 contiene gli scenari di riferimento propedeutici alla predisposizione dei Piani di Sviluppo (PdS) delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale a livello nazionale.

L'obiettivo dell'attività di Snam e Terna è quello di giungere a una visione coerente delle possibili evoluzioni future del sistema energetico italiano, mettendo a fattor comune le competenze specifiche dei due operatori – nella consapevolezza che l'interazione tra i due settori sia al contempo complessa e fondamentale nel processo della transizione energetica.

Gli scenari di Terna e Snam recepiscono le ultime indicazioni del governo, fra cui il testo definitivo del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) che in data 30/06/2024 è stato inviato dal MASE e dal MIT alla Commissione Europea, declinando a livello nazionale gli obiettivi dei pacchetti legislativi europei "Fit-for-55" e "RepowerEU". In particolare, con il PNIEC vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

Inoltre, in continuità con i precedenti DDS, Snam e Terna hanno sviluppato scenari basandosi su quelli elaborati da ENTSO-E e ENTSO-G, le due associazioni di categoria per la gestione della rete elettrica e della rete gas a livello europeo ("ENTSOs"). Tali scenari sono funzionali alla definizione dei piani di sviluppo decennali (TYNDP) realizzati per entrambe le infrastrutture.

In questo contesto normativo nazionale ed europeo, si è sviluppato un processo di creazione degli scenari che - con il supporto di numerosi tool di analisi, modelli e fonti dati – ha previsto: i) definizione delle *storyline* e degli *input* degli scenari; ii) evoluzione attesa della domanda energetica per usi finali; iii) analisi di mercato elettrico e gas e iv) verifica del raggiungimento dei target di policy (negli scenari che li prevedono).

Coerentemente con le indicazioni di ARERA, con gli scenari del PNIEC e degli ENTSOs, Terna e Snam hanno sviluppato:

- Scenari che raggiungono i target di *policy*:
 - al 2030 uno scenario PNIEC Policy (coerente con il PNIEC pubblicato a giugno 2024)
 - per il 2035 e 2040 due scenari in linea con quelli elaborati a livello europeo dagli ENTSOs¹
- Scenari contrastanti (elaborati al fine di valutare l'impatto delle infrastrutture pianificate su scenari differenti come richiesto dalla regolazione vigente):
 - al 2030, 2035 e 2040 uno scenario PNIEC Slow, rappresentativo di una transizione più lenta (rispetto agli scenari di policy) verso i target di decarbonizzazione

In generale, lo scenario di policy 2030 del DDS'24 è in linea con lo scenario "Fit-for-55 2030" sviluppato da Snam e Terna nel 2022² e nel 2023³. Revisioni minori dello scenario di policy 2030 sono legate alla variazione del quadro socioeconomico, a quanto registrato nel corso degli ultimi

¹ Relativamente agli scenari ENTSOs (pubblicati a fine maggio in versione draft) sono state considerate le informazioni più aggiornate disponibili durante la realizzazione del presente DDS 2024.

² Documento di Descrizione degli Scenari 2022

³ Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033

due anni e all'aggiornamento delle politiche di azione in materia di energia e ambiente del governo italiano, in particolare nel PNIEC.

Nello scenario di policy 2030 le fonti rinnovabili elettriche arrivano a coprire il 63% del fabbisogno nazionale di elettricità, mentre i gas verdi arrivano a coprire circa il 16,4 % della domanda di gas negli usi finali. È inoltre previsto già al 2030 un primo utilizzo di tecnologie di Carbon Capture, Utilization & Storage (CCUS) per iniziare il percorso di progressiva decarbonizzazione dei settori "hard to abate" con la cattura delle emissioni di processo e di combustione.

Per quanto riguarda l'anno target 2040, il PNIEC specifica che "lo scenario energetico al 2040 tiene conto del solo effetto inerziale delle misure incluse per raggiungere i target 2030 non vincolato quindi ai target di neutralità climatica al 2050 e sarà ulteriormente affinato nel corso dei lavori di aggiornamento della Long Term Strategy (LTS)". Alla luce di ciò, per il DDS'24 si è ricercato il miglior compromesso possibile tra il PNIEC stesso e gli scenari elaborati in ambito ENTSOs. Nel TYNDP 2024 le due associazioni delle reti descrivono due percorsi possibili per il raggiungimento della Carbon Neutrality nel 2050 che Snam e Terna hanno declinato con maggiore dettaglio per l'Italia. Pertanto, per il 2040 sono stati sviluppati gli scenari Distributed Energy Italia (DE-IT) e Global Ambition Italia (GA-IT) che sono allineati alle storyline degli analoghi scenari elaborati a livello europeo dagli ENTSOs.

Nello scenario DE-IT, è prevista una maggiore penetrazione del vettore elettrico in tutti i settori (civile, trasporto e industria) massimizzando così l'utilizzo della generazione solare ed eolica, che diventa lo strumento principale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione arrivando a coprire il 76% del fabbisogno elettrico. Viceversa, nel GA-IT è prevista la decarbonizzazione dei consumi attraverso la maggiore penetrazione dell'idrogeno in tutti i settori, un diverso utilizzo di tecnologie e vettori energetici nei settori della mobilità (elettricità, idrogeno, e-liquidi e biocarburanti) e un impiego più importante della cattura e stoccaggio della CO₂, sia nei settori hard-to-abate che nel termoelettrico. Comune ad entrambi gli scenari è la massimizzazione del biometano e lo sviluppo di nuovi elettrolizzatori per la produzione di idrogeno grazie alla forte penetrazione delle FER-E.

Infine, i due gestori di rete hanno elaborato anche uno scenario PNIEC Slow rappresentativo di una transizione più lenta (rispetto agli scenari di policy) verso gli obiettivi di decarbonizzazione con un ritardo di alcuni anni sulla diffusione delle tecnologie che impattano sul percorso di decarbonizzazione. L'elaborazione di uno scenario *contrastante* come il PNIEC Slow è funzionale ai requisiti regolatori che richiedono di valutare le infrastrutture pianificate in contesti differenti. Queste analisi "costi-benefici" saranno poi riportate nei rispettivi Piani di Sviluppo.

Tutti gli scenari considerati si radicano all'interno dello stesso contesto macroeconomico, caratterizzato da una crescita sostenuta del PIL, nonostante il calo demografico atteso. Tali ipotesi sono coerenti con l'evoluzione attesa del quadro macroeconomico e demografico riportato nel PNIEC 2024 e sviluppato dalla Commissione Europea per tutti gli Stati Membri.

In Tabella 1 sono riportati i principali valori per gli scenari elaborati in tutti gli anni target.

Tabella 1 - Principali valori degli scenari DDS 2024

	2023	2030		2035			2040		
	Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE IT	GA IT	PNIEC Slow	DE IT	GA IT	PNIEC Slow
FABBISOGNO DI ELETTRICITÀ (TWh)	306	362	347	397	385	376	439	415	404
di cui CONSUMI PER PRODUZIONE H2	-	10	6	19	19	13	28	28	20
GENERAZIONE FER (TWh)	113	227	201	276	259	241	336	309	293
di cui SOLARE	31	105	92	136	127	116	168	151	144
di cui EOLICO	24	64	49	88	79	69	121	105	95
GENERAZIONE TERMOELETTRICA NETTA (TWh)	143	95	101	82	83	89	65	67	70
di cui GAS NATURALE	115	88	93	76	77	83	59	61	64
SALDO IMPORT/EXPORT (TWh)	51	43	47	45	47	50	47	46	47
CAPACITÀ INSTALLATA FER (GW)	70	130	115	159	151	139	192	176	166
di cui SOLARE	30	79	71	100	95	87	121	111	105
di cui EOLICO	12	28	22	37	34	29	49	43	39
CAPACITÀ ENERGETICA ACCUMULI ⁴ (GWh)	57	122	95	174	137	129	217	184	167
CAPACITÀ INSTALLATA ELETTROLIZZATORI (GW)	-	3	2	5	5	4	7	7	5
DOMANDA DI METANO (TWh) ⁵	588	559	606	501	522	567	434	475	511
di cui GAS NATURALE	586	511	584	427	447	534	333	374	467
di cui BIOMETANO	2	48	22	74	74	33	101	101	44
TERMOELETTRICO (INCLUSO CALORE DERIVATO E CALORE DIRETTO)	218	188	200	165	168	179	131	137	141
ALTRI USI	370	371	407	337	354	388	303	337	370
DOMANDA DI IDROGENO VERDE (TWh) ⁶	-	8	4	33	44	26	68	92	59
PICCO DI DOMANDA GAS (GWh/giorno)	3.172	4.052	4.383	3.948	4.126	4.347	459	3.949	4.037
di cui GAS NATURALE E BIOMETANO (GWh/giorno)	3.172	4.029	4.372	3.850	3.931	4.244	3.254	3.546	3.810
di cui IDROGENO VERDE (GWh/giorno)	-	23	11	98	195	102	205	403	227

⁴ Il valore è inclusivo dei pompaggi esistenti.

⁵ TWh riferiti a PCI 9,5 kWh/m³

⁶ TWh riferiti a PCI 120 MJ/kg



4 CONTESTO REGOLATORIO E NORMATIVO

4.1 Contesto regolatorio

Il presente Documento di Descrizione degli Scenari 2024 (nel seguito DDS 2024), redatto da Snam e Terna ai sensi delle delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas, descrive gli scenari di riferimento propedeutici all'elaborazione del piano di sviluppo nazionale della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica e della rete di gas naturale.

La pubblicazione di questa edizione del DDS 2024 è stata prevista da ARERA entro il 30 settembre 2024, anche per garantire un maggiore allineamento con gli scenari del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC, giugno 2024) e con gli scenari europei elaborati in ambito ENTOSOs⁷ (maggio 2024). Nella fase di predisposizione degli scenari sono state coinvolte le principali imprese distributrici e associazioni di categoria del settore elettrico e del gas, tramite tre specifiche sessioni di lavoro svolte nei mesi di febbraio, maggio e agosto 2024.

In coerenza con le precedenti versioni, il DDS 2024 contiene i dati e le informazioni richiesti per la predisposizione dei Piani di Sviluppo rispettivamente della rete di trasmissione elettrica e della rete del trasporto del gas e per lo svolgimento delle analisi costi-benefici sugli interventi contenuti nei Piani di Sviluppo, come indicato negli allegati A alle delibere 627/2016/R/eel (e s.m.i.) e 468/2018/R/gas (e s.m.i.) riportando, in particolare, i seguenti elementi informativi:

- per il settore della trasmissione elettrica:
 - le ipotesi relative all'evoluzione macroeconomica e all'intensità elettrica (vd 5.3);
 - la descrizione del fabbisogno energetico e della domanda di energia elettrica esistenti e su un orizzonte temporale di circa venti anni, la cui durata è definita in coerenza con l'orizzonte temporale degli scenari utilizzati nel TYNDP⁸ degli ENTOSOs (vd 6.4);
 - la descrizione dell'offerta di energia elettrica esistente e prevista in Italia per tipo di fonte o combustibile, con una sezione dedicata all'evoluzione attesa delle fonti rinnovabili, nell'orizzonte temporale di cui al punto precedente (vd 7.2);
 - le ipotesi relative ai prezzi dei combustibili e della CO₂ (vd 5.3);
 - la descrizione di domanda e offerta esistenti e previste nei sistemi interconnessi rilevanti ai fini delle valutazioni del Piano decennale nell'orizzonte temporale di cui al secondo punto, oppure opportuni riferimenti agli scenari utilizzati nel TYNDP di ENTOSOs-E, la quantificazione delle capacità di trasporto interzonali e delle capacità di interconnessione assunte negli anni oggetto di studio del Piano decennale, anche in considerazione delle prospettive di interconnessione e delle richieste di interconnessione mediante interconnector e mediante merchant lines (Capitolo 7);
 - le ipotesi riguardanti gli scambi di energia elettrica con sistemi esterni al perimetro dello studio (vd 5.2);
 - l'analisi della coerenza degli scenari del Piano decennale con gli scenari utilizzati nel TYNDP di ENTOSOs-E e, nel caso di approcci o ipotesi differenti, la giustificazione di tali differenze (Capitolo 9);
 - le risultanze di attività di pianificazione energetica sia a livello comunitario sia a livello nazionale, di studi e di altre analisi che supportano le ipotesi assunte nel Piano decennale;
 - i risultati delle simulazioni di mercato sui modelli di riferimento per ciascuno scenario e anno studio, in termini almeno di scambi previsti di energia elettrica con l'estero, di scambi previsti di energia elettrica tra zone della rete rilevante e di volumi di generazione per tipo di fonte o combustibile, tenuto conto del soddisfacimento del fabbisogno di energia e della copertura minima di servizi ancillari (vd. 7.2.2);
- per il settore del trasporto del gas naturale:

⁷ ENTOSOs-E & ENTOSOG, TYNDP 2024 Draft Scenarios Report, Maggio 2024

⁸ Ten Years Network Development Plan

- la descrizione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi, definiti coerentemente con l'orizzonte temporale degli scenari considerato nel piano decennale di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP), tenendo conto dei piani di investimento per le reti degli altri Paesi, nonché dei piani di investimento per lo stoccaggio e per i terminali di rigassificazione del Gnl (vd Capitolo 8);
- l'indicazione dei criteri utilizzati per l'elaborazione di tali scenari (vd. Capitolo 8);
- gli anni oggetto di studio, tenuto conto della maggiore disponibilità e confrontabilità di dati e previsioni per i cosiddetti anni fissi, e in coerenza con il TYNDP di ENTSOG;
- la stima della domanda futura di consumi finali di gas, con indicazione dell'orizzonte temporale cui si riferisce, disaggregata per settore (civile, industriale, terziario, trasporti e termoelettrico) e con distinzione dei profili di stagionalità e dei periodi peak e off-peak (vd Capitolo 8);
- analisi della coerenza degli scenari del Piano con gli scenari utilizzati nel TYNDP di ENTSOG e, nel caso di approcci o ipotesi differenti, la giustificazione di tali differenze (vd. Capitolo 9)

4.2 Contesto normativo

A fine giugno 2024 è stato pubblicato⁹ l'aggiornamento del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), lo strumento programmatico che traccia il percorso che l'Italia intende seguire nei prossimi anni in ambito sia energetico che climatico. Il PNIEC è stato redatto sulla base del quadro normativo europeo come, ad esempio, i pacchetti legislativi Fit-for-55 e RepowerEU (ulteriori dettagli in 6.1), e delinea una serie di obiettivi nazionali al 2030. Tra questi figurano gli obiettivi in materia di efficienza energetica, fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e i principali strumenti di policy necessari per il loro raggiungimento.

Gli scenari 2030 preparati da Snam e Terna sono allineati alle più recenti indicazioni del governo italiano contenute nel PNIEC. Diversamente, al 2040 il PNIEC specifica che "lo scenario energetico emissivo al 2040 tiene conto del solo effetto inerziale delle misure incluse per raggiungere i target del PNIEC al 2030 non vincolato ai target di neutralità climatica al 2050 e sarà ulteriormente affinato nel corso dei lavori di aggiornamento della Long Term Strategy". Alla luce di ciò, per gli scenari del DDS 2024 si è ricercato il miglior compromesso tra il PNIEC e gli scenari europei elaborati in ambito ENTSOGs (già proiettati verso la neutralità climatica al 2050) verso i quali ARERA richiede la massima coerenza possibile.

⁹ https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf

Tra gli elementi di maggiore rilevanza si evidenziano in maniera schematica:

- Per il settore elettrico:

Obiettivi	Strumenti
Forte accelerazione degli investimenti per favorire lo sviluppo di nuova capacità FER	Predisposizione di strumenti di contratti a termine per supportare la finanziabilità di nuovi impianti, erogati nel corso della vita utile degli stessi sulla base della produzione effettiva, come il FER X (in fase di finalizzazione) o il FER 2 (approvato dal MASE e dal MASAF rispettivamente il 14 e 19 giugno 2024)
Determinazione di principi e criteri omogenei per l'individuazione da parte delle Regioni delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili	Prosecuzione del processo di individuazione delle aree idonee, avviato dal Decreto Aree Idonee, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale italiana il 2 luglio 2024
Sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione in modo da gestire i fenomeni indotti dal cambiamento del mix produttivo, ivi compreso il processo di phase-out dal carbone, e incrementare la capacità di transito interzonale	Realizzazione delle opere per lo sviluppo di nuovi elettrodotti e potenziamento dei tratti esistenti già previste nei piani di Terna
Promozione degli accumuli e diffusione di prodotti di time-shift, leve prioritarie per garantire l'efficace integrazione delle rinnovabili nel mercato.	A dicembre 2023, la Commissione Europea ha approvato (State Aid SA.104106 (2023/N)) il meccanismo di contrattualizzazione degli accumuli (MACSE), attualmente in fase di finalizzazione. In ottemperanza alla Delibera ARERA 247/2023/R/EEL, Terna avrà il compito di definire il fabbisogno di nuova capacità di accumulo e di organizzare le procedure concorsuali per l'approvvigionamento di tale capacità.

- Mentre per il settore gas:

Obiettivi	Strumenti
Progressiva penetrazione del gas naturale nella produzione dell'acciaio attraverso la progressiva trasformazione del settore siderurgico	Introduzione della tecnologia a DRI in sostituzione della tecnologia tradizionale per la produzione di acciaio primario
Raggiungimento degli obiettivi di rinnovabili sia nel settore termico (che ha il sotto-obiettivo di penetrazione delle rinnovabili pari al 35,9%), sia nel settore dei trasporti (che ha un obiettivo di penetrazione delle rinnovabili pari al 34,2%) attraverso l'impiego del biometano, con un contributo complessivo pari a 4,1 Mtep (circa 5,0 miliardi di metri cubi)	Facilitazione della finanziabilità del biometano tramite tre canali: FER per cogenerazione ad alto rendimento, Certificati di Immissione in Consumo (CIC) ed erogazione di altri strumenti finanziari specifici. Conversione degli impianti esistenti per la produzione e utilizzazione di biogas in impianti per produzione di biometano
Promozione dello sviluppo di una filiera di domanda e offerta dell'idrogeno con un contributo dell'idrogeno verde al 2030 di 0,72 Mtep pari a 0,9 miliardi di metri cubi metano equivalente di cui l'70% prodotto ed il 30% importato	Ottimizzazione e la semplificazione del procedimento autorizzativo per le interconnessioni alla rete gas per impianti di biometano e altri gas rinnovabili ivi compreso idrogeno, anche in miscela
Promozione dello sviluppo dell'utilizzo del GNL come carburante	Potenziamento delle infrastrutture per l'approvvigionamento di GNL da utilizzare direttamente in forma liquida sia per il trasporto pesante stradale e marittimo, sia per le utenze industriali non collegate alla rete dei metanodotti come previsto dalla direttiva DAFI e dal progetto Trans-European Transport Network (TEN-T)

Sono stati inoltre considerati gli indirizzi definiti:

- nel Decreto di incentivazione al biometano, che ha l'obiettivo di fornire il perimetro di applicazione delle misure del PNRR coerentemente con gli obiettivi del PNIEC in materia di promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. In particolare, il Decreto definisce gli incentivi alla produzione di biometano immesso in rete (incluso il bio-GNL) per tutti gli usi (trasporto e usi finali) ottenuto da: i) nuovi impianti (agricoli e FORSU); ii) riconversione degli impianti a biogas agricoli esistenti; iii) impianti già autorizzati e cantierizzati ma non ancora entrati in esercizio (retroattività).
- nelle linee guida per la strategia nazionale italiana per l'idrogeno, che definisce le prospettive minime di avvio della filiera dell'idrogeno per la completa decarbonizzazione dei consumi energetici e dei processi produttivi
- nel PNRR che prevede 2,5 Gm³ di biometano in rete per usi finali prodotto da nuovi impianti e da conversione di impianti a biogas per la produzione elettrica (circa 1000 MW), oltre ad investimenti per hydrogen valleys, idrogeno nei trasporti e nei settori hard-to-abate, ricerca e sviluppo, *gigafactories* e filiera.



5 INPUT E RIFERIMENTI METODOLOGICI

5.1 Framework di analisi

Le analisi svolte da Snam e Terna hanno come obiettivo l'elaborazione degli scenari energetici nazionali di medio e lungo termine, recependo il contesto normativo e le disposizioni regolatorie descritti nel precedente capitolo.

Gli scenari presentati in questo documento coprono gli anni orizzonte 2030, 2035 e 2040, anche in considerazione delle disposizioni relative allo svolgimento delle Analisi Costi Benefici sugli interventi contenuti nei piani di sviluppo delle reti elettriche e gas.

Come già anticipato nel capitolo 3 gli scenari di seguito descritti sono pienamente coerenti (ad eccezione dell'import elettrico, vedi dettagli in 7.2) con quanto previsto nel PNIEC per quanto riguarda l'anno target 2030, mentre per gli scenari 2040 sarà rappresentato il miglior compromesso tra il PNIEC e gli scenari europei elaborati in ambito ENTSOs.

Per questi tre anni orizzonte saranno rappresentati i principali risultati in esito al processo di analisi descritto di seguito.

5.2 Richiamo alla catena modellistica

Il primo passo per la costruzione degli scenari è la definizione delle *storylines*, che forniscono una descrizione qualitativa della possibile evoluzione socioeconomica, tecnologica e ambientale di uno scenario.

Le *storylines* sono quindi alla base delle scelte dei principali driver di sviluppo (misure di contenimento dei consumi, logiche di riduzione delle emissioni, etc.).

Per fornire un set esaustivo di possibili evoluzioni del sistema energetico, ad ogni *storyline* è associato uno scenario. In particolare, gli scenari cosiddetti *top-down*¹⁰ hanno un processo iterativo di definizione dei parametri di modello e conseguente verifica del raggiungimento dei target di policy e/o di riferimento.

A valle della definizione delle *storylines*, la costruzione di uno scenario presuppone una metodologia di analisi, di tipo sequenziale, supportata da una catena modellistica. Tale sequenza di modelli permette la mappatura di ogni passaggio dello studio attraverso software di analisi dedicati, garantendo coerenza tra le varie fasi attraverso un meccanismo di input/output tra i diversi moduli.

La catena modellistica è sinteticamente rappresentata nel seguente schema (Figura 1).

¹⁰ Uno scenario di tipo *top down* prevede lo sviluppo (e in alcuni casi una dismissione) di alcune tecnologie fino al raggiungimento di specifici target, normalmente definiti dalle policy (ad esempio i pacchetti normativi Fit-for-55 e RepowerEU).

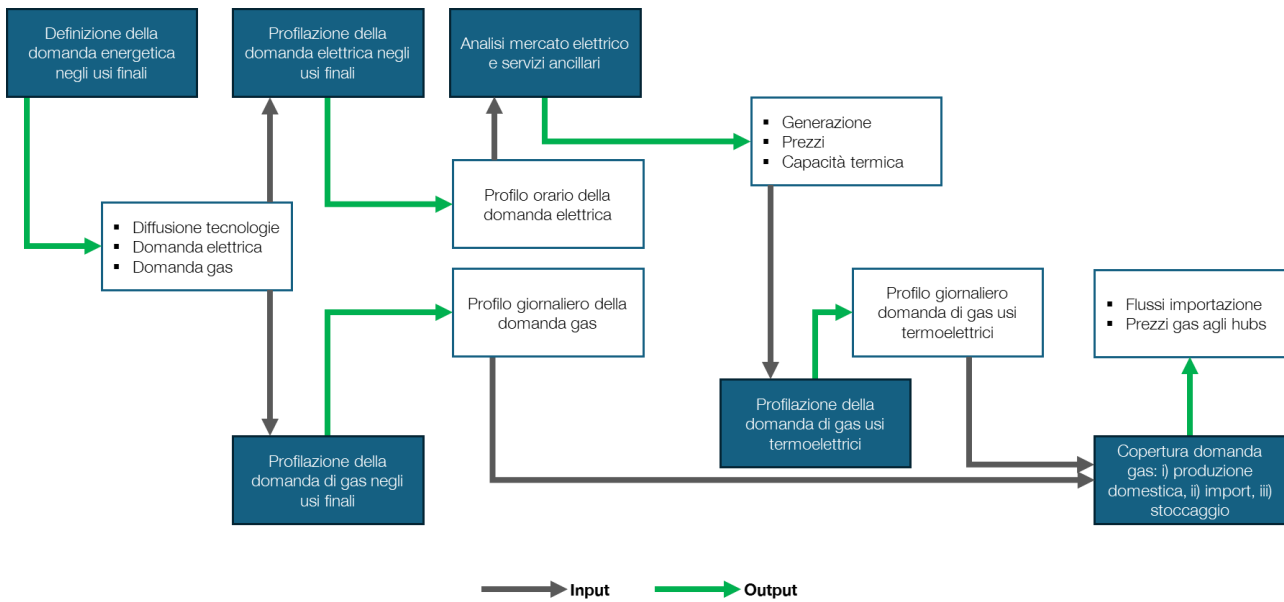


Figura 1- Catena modellistica del processo di costruzione degli scenari

Le variabili macroeconomiche dello scenario e i target di policy (es. standard di emissioni per autovetture, obblighi di efficientamento) determinano l'evoluzione della domanda energetica per ogni settore (i.e. industriale, civile, terziario, etc.) a livello nazionale. La domanda energetica comprende tutti gli usi finali: elettrico, gas, altri combustibili non rinnovabili ed altri combustibili rinnovabili.

Partendo dalla domanda elettrica annuale negli usi finali, dai profili orari storici di consumo e dalla diffusione attesa delle nuove tecnologie elettriche (essenzialmente auto elettriche, pompe di calore e cottura ad induzione) viene costruito un profilo orario atteso della domanda elettrica per tutte le zone di mercato e le 8.760 ore dell'anno. Il profilo viene poi fornito in input alle analisi di mercato al fine di determinare il mix di generazione orario in grado di soddisfare il fabbisogno elettrico al minimo costo di sistema, garantendone contestualmente la dispacciabilità (rispetto dei vincoli di riserva, sicurezza e risoluzione delle congestioni intrazonali).

Come riportato in maggior dettaglio nel seguente schema (Figura 2) la simulazione del mercato elettrico viene effettuata su un perimetro europeo, perché deve necessariamente estendersi sia ai paesi confinanti che a quelli non confinanti, le cui scelte energetiche possono avere un'influenza sul sistema italiano. Questo approccio di visione pan-europea consente di sviluppare una rappresentazione robusta di come potranno evolvere gli scambi di energia elettrica alle frontiere italiane.

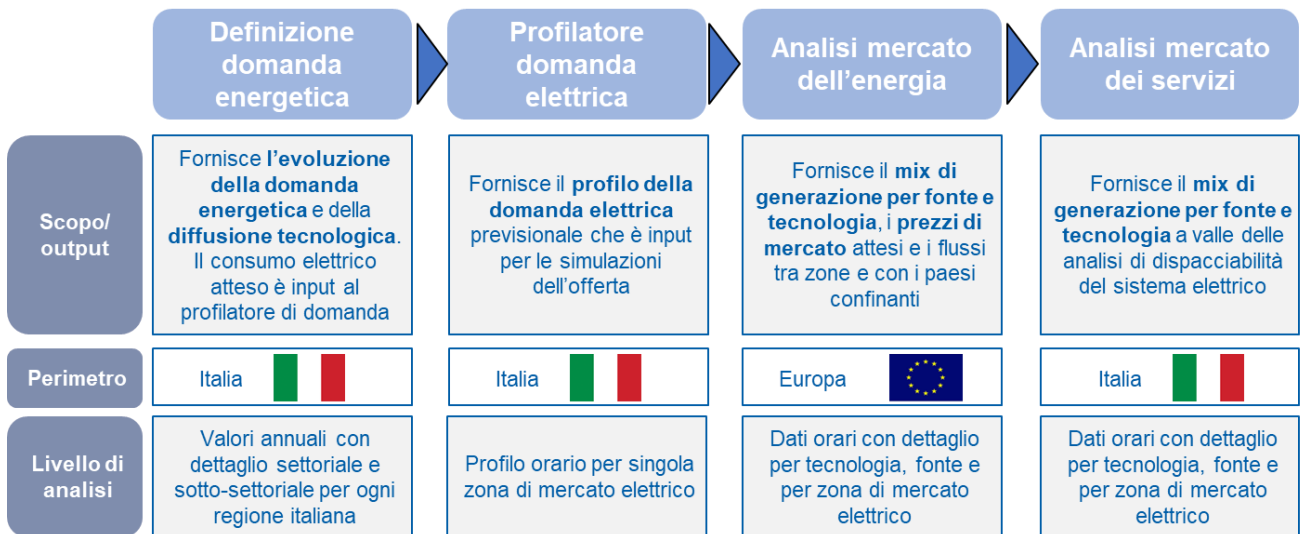


Figura 2 – Processo di simulazione sistema elettrico

Gli altri Paesi sono modellati in maniera analoga all'Italia, considerando quindi i principali input degli scenari elaborati a livello europeo da ENTSO-E ed ENTSO-G (i.e. evoluzione della capacità installata, domanda elettrica, domanda idrogeno, domanda e produzione di gas naturale e biometano). Nel dettaglio, per il DDS'24 (Figura 3), sono stati modellizzati esplicitamente 29 Paesi, mentre il resto del perimetro europeo è rappresentato attraverso degli scambi orari fissi, anch'essi derivati dalle analisi svolte in ambito ENTOSOs.

Il sistema elettrico italiano è poi, a sua volta, rappresentato nelle sue sette aree di mercato attuali.

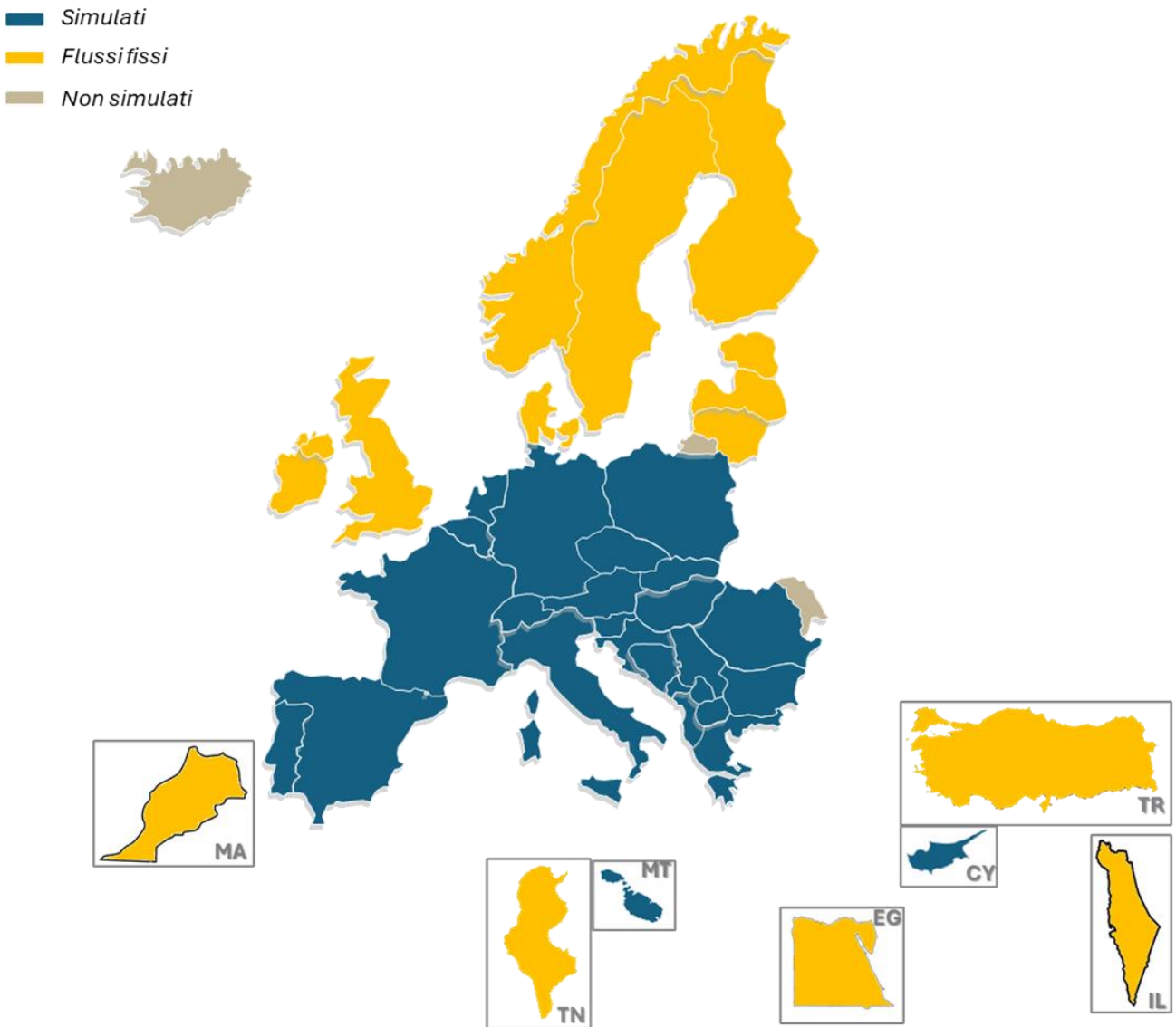


Figura 3 - Perimetro di analisi (settore elettrico)

Analogamente per il gas, partendo dalla domanda negli usi finali, dai profili storici di consumo e dalla diffusione attesa delle tecnologie a gas viene costruito il profilo giornaliero della domanda gas per gli usi finali tenendo anche in considerazione l'evoluzione tecnologica caratteristica di ogni settore privilegiando l'affermarsi delle tecnologie a minore emissione e a maggior efficienza. La domanda giornaliera di gas per termoelettrico viene invece ottenuta dai risultati di generazione del mercato elettrico per ogni scenario e anno studio. Definita quindi la domanda totale di gas come somma della domanda di gas negli usi finali e nel termoelettrico si elabora il fabbisogno di importazione e, attraverso un modello di ottimizzazione dei flussi europei, si ottengono la copertura della domanda gas per fonte e le indicazioni sui differenziali di prezzo del gas tra gli hubs.

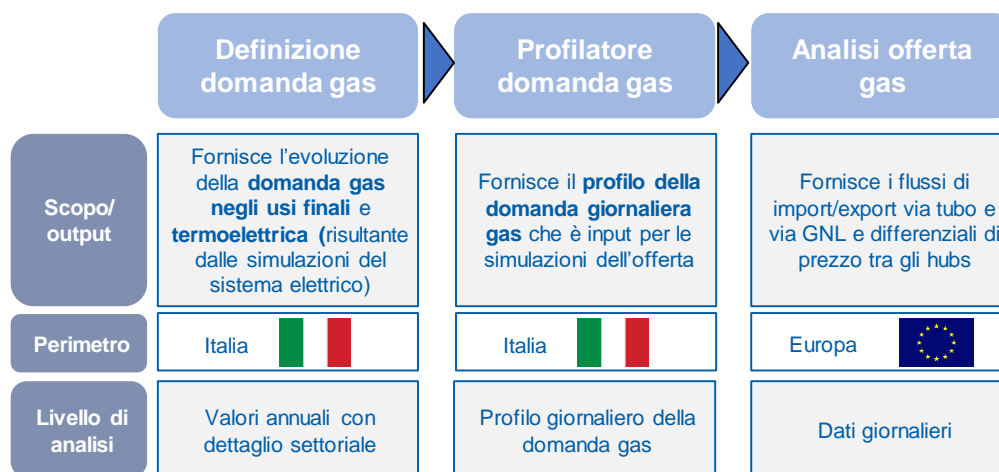


Figura 4 – Processo di simulazione domanda/offerta gas

5.3 Input di scenario

Nel seguito sono descritti gli input e le relative assunzioni per la definizione degli scenari:

- contesto macroeconomico (PIL, popolazione, tasso di inflazione, ecc.)
- commodities;
- anno climatico di riferimento;
- producibilità delle risorse rinnovabili;
- limiti di transito fra le aree di mercato e con Paesi esteri.

Contesto macroeconomico

Tutti gli scenari illustrati si basano sulle ipotesi macroeconomiche e demografiche riportate nel PNIEC 2024 e coerenti con il rapporto 2024 sull'invecchiamento della Commissione Europea¹¹.

Il rapporto europeo prevede per l'Italia una popolazione in calo, arrivando a meno di 59 milioni di abitanti già al 2025 per poi diminuire fino a 58,5 milioni al 2040. Parallelamente è prevista una diminuzione del numero medio dei componenti per famiglia, essendo il numero di famiglie costanti e pari a circa 25,4 milioni per l'intero orizzonte temporale.

L'evoluzione del PIL è rappresentata in Tabella 2 e Tabella 3. Il tasso medio di crescita (CAGR) risulta essere positivo in tutto l'orizzonte, nonostante il calo demografico atteso.

¹¹ Fonte: "2024 Ageing Report. Economic and Budgetary Projections for the EU Member States (2022-2070)", https://economy-finance.ec.europa.eu/publications/2024-ageing-report-economic-and-budgetary-projections-eu-member-states-2022-2070_en

Tabella 2 - Andamento delle variabili economiche e demografiche (anni 2020-40) - fonte: PNIEC 2024

	2020	2025	2030	2035	2040
PIL assoluto (mld €2015)	1.574	1.817	1.887	1.942	2.053
Popolazione (mln)	59,6	58,9	58,8	58,6	58,5
n. famiglie (mln)	25,6	25,3	25,3	25,4	25,4

Tabella 3 – Tasso di crescita medio del PIL (anni 2023-40) - fonte: PNIEC 2024

	2023-30	2030-35	2035-40
PIL, tasso crescita medio annuo (%)	+0,8%	+0,6%	+1,1%

Commodities

Anche per quanto riguarda i prezzi dei combustibili fossili e delle quote di emissione di CO₂ nel mercato ETS si fa riferimento al PNIEC 2024 che riporta i valori raccomandati dalla Commissione Europea per tutti i Piani Nazionali Energia e Clima preparati ai sensi del Regolamento UE sulla Governance dell'Unione dell'energia.

È bene precisare che i valori dei prezzi delle commodity non sono da ritenersi delle previsioni, ma sono a tutti gli effetti dei parametri per la valutazione di uno scenario. Le ipotesi alla base del PNIEC 2024 indicano prezzi delle commodities inferiori rispetto ai valori estremi registrati nel periodo della crisi energetica 2021-2022, ma comunque superiori ai valori osservati prima della crisi.

Tabella 4 - Andamento dei prezzi delle commodity (espressi in termini reali, anno 2023) – fonte: PNIEC 2024

	2023 (Valore medio)	2030	2035	2040
Gas naturale (€/MWh)	39,2	32,4	29,5	36,4
Brent (€/MWh)	45	50	55,4	56,9
Carbone (€/MWh)	15,8	14,4	13,7	13,7
CO₂ (€/t)	92	95	100	100

Considerando i valori medi annui delle quotazioni gas al TTF si osserva che dopo lo shock dei prezzi del gas del 2022 con una quotazione media annuale di 123 €/MWh, nel 2023 il prezzo del gas si è ridotto registrando una quotazione media annuale di 39,2 €/MWh inferiore anche ai valori medi del 2021 (46,9 €/MWh). La riduzione rispetto ai prezzi estremi 2022 è proseguita anche nel 2024, con un prezzo medio dei primi 9 mesi che si attesta a 31,2 €/MWh.

Nonostante questa riduzione dei prezzi gas rispetto ai valori estremi del 2021-2022, nel 2024 il prezzo è oscillato fra 22 e 40 €/MWh (Figura 5). Tale variabilità è influenzata da tensioni geopolitiche, timori di possibili rischi di approvvigionamento e dinamiche climatiche di breve periodo.

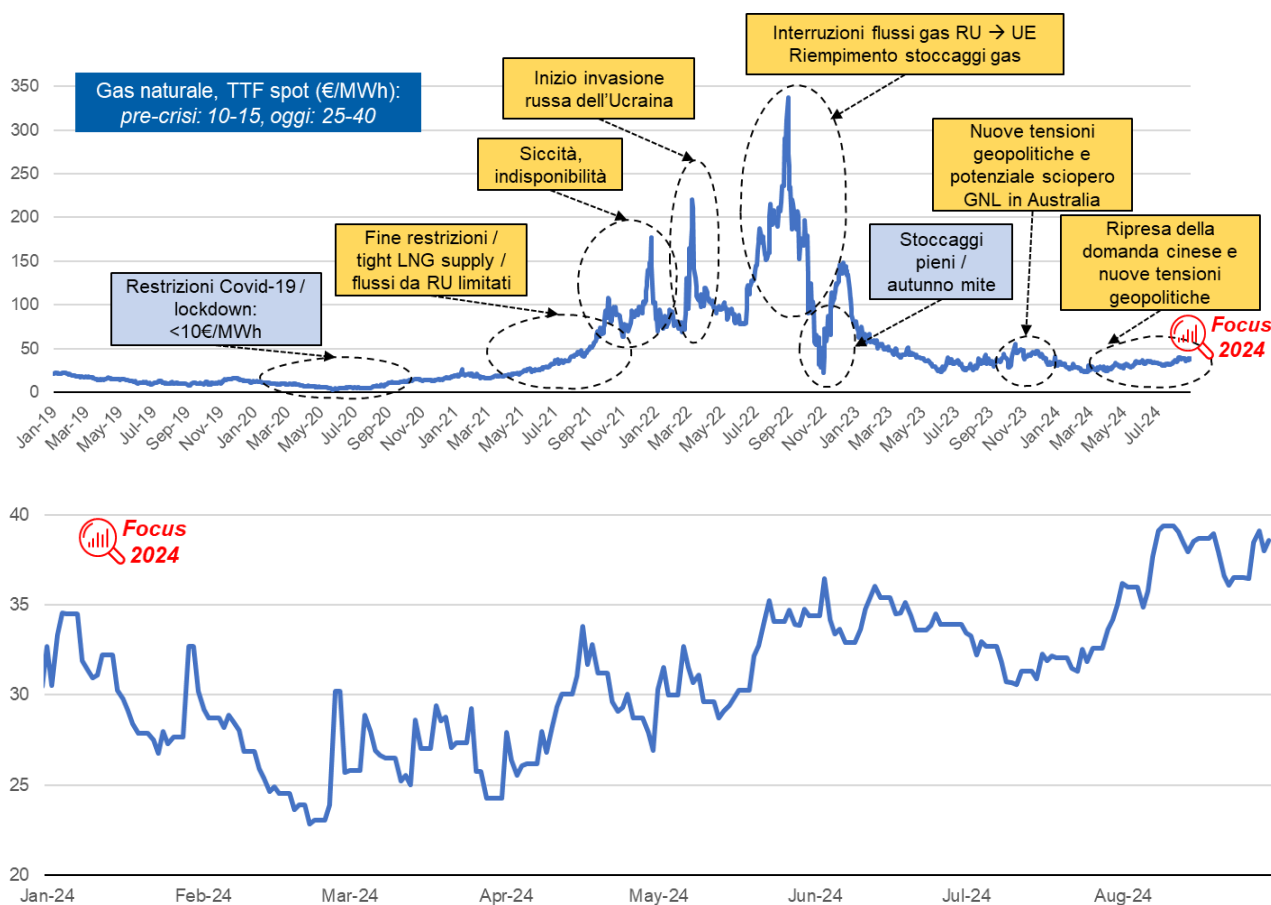


Figura 5 – Evoluzione del prezzo gas (TTF, spot) da gennaio 2019 ad agosto 2024 [€/MWh]

Anno climatico di riferimento

Per le simulazioni del sistema energetico è necessaria una scelta efficace di un insieme di parametri meteo coerenti tra di loro, che impattano su grandezze chiave degli scenari. Tali parametri meteo sono definiti in base agli anni climatici storici rappresentati del Pan-European Climate Database (di seguito PECD) utilizzato per elaborare gli scenari ENTSOs, che definiscono anche la loro possibile contemporaneità. A titolo esemplificativo si ricorda che le variabili come temperatura, irraggiamento e ventosità influenzano sia il fabbisogno di energia (e.g. per riscaldamento e raffrescamento) che la producibilità degli impianti a fonte rinnovabile e che una giornata piovosa generalmente non può coesistere con un elevato irraggiamento. La scelta dell'anno climatico ha un impatto non trascurabile sui risultati delle simulazioni del sistema energetico.

Nella versione più recente degli scenari europei, gli anni climatici identificati come maggiormente rappresentativi sono stati il 1995, 2008 e 2009. È importante sottolineare che questa selezione di anni climatici è un risultato di una clusterizzazione (algoritmo *k-means*¹²) che considera l'insieme di tutti i paesi simulati, dal Portogallo alla Finlandia, dalla Gran Bretagna alla Turchia.

A partire dai tre anni climatici rappresentativi per il perimetro europeo l'analisi di clusterizzazione è stata ulteriormente applicata considerando il solo perimetro nazionale, portando ad individuare il 2009 come anno di riferimento per le successive analisi presentate in questo documento.

¹² *K-means* è un algoritmo che permette di suddividere un insieme di elementi (nel nostro caso di anni climatici) in gruppi sulla base delle caratteristiche (temperatura, piovosità, ventosità, irraggiamento). L'algoritmo minimizza in maniera iterativa la varianza intra-gruppo individuando un centroide. Il 2009 è risultato l'anno climatico più vicino al centroide calcolato dall'algoritmo.

Evoluzione del fabbisogno elettrico in funzione delle condizioni climatiche

Gli ultimi anni hanno evidenziato una sempre maggiore dipendenza della domanda di energia elettrica dalle condizioni meteo, in particolare dalla temperatura. L'Italia presenta infatti ormai da tempo una correlazione fra questi due elementi specie nel periodo estivo, quando a un aumento della temperatura media si registra una variazione positiva dei consumi, in particolare per il settore domestico e per i servizi.

Come si può osservare in Figura 6, all'aumentare delle temperature il fabbisogno cresce, via via, sempre più rapidamente raggiungendo un coefficiente di circa 550 MW/°C in condizioni estive.

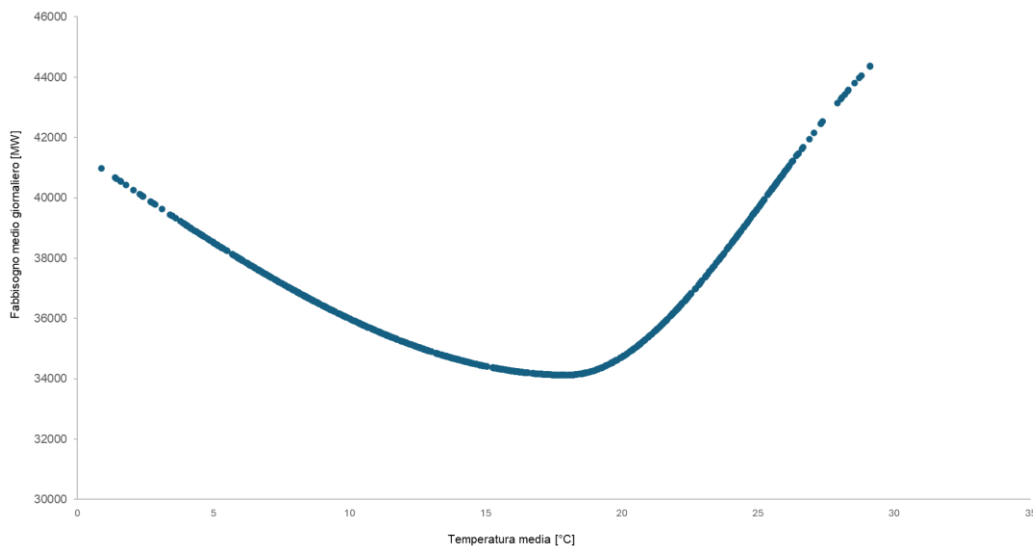


Figura 6 - Relazione fabbisogno medio giornaliero - temperatura

Tale fenomeno, tuttavia, è in rapido sviluppo anche nel periodo invernale, spinto sempre da un maggior uso del vettore elettrico anche per il riscaldamento degli ambienti. Analizzando gli anni passati, e in particolare, i giorni con temperature inferiori ai 10°C, a cui corrispondono valori di Heating Degree Days¹³ (HDD) superiori a 8, si rileva una relazione pari a circa 7 GWh di consumo elettrico aggiuntivo per ogni grado giorno in meno (Figura 7).

Nei prossimi anni, l'incremento dei consumi previsto nei trasporti, nell'industria e nel settore civile determinerà un carico mediamente più alto e nelle giornate più rigide un aumento del gradiente tra carico elettrico e HDD (fino a 11,2 GWh/HDD) per effetto di un maggiore utilizzo e diffusione delle pompe di calore per il riscaldamento degli edifici.

¹³ Heating Degree Day, definito come differenza tra 18°C e la temperatura media del giorno quando la temperatura media è inferiore a 15°C (https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_chdd_esms.htm)

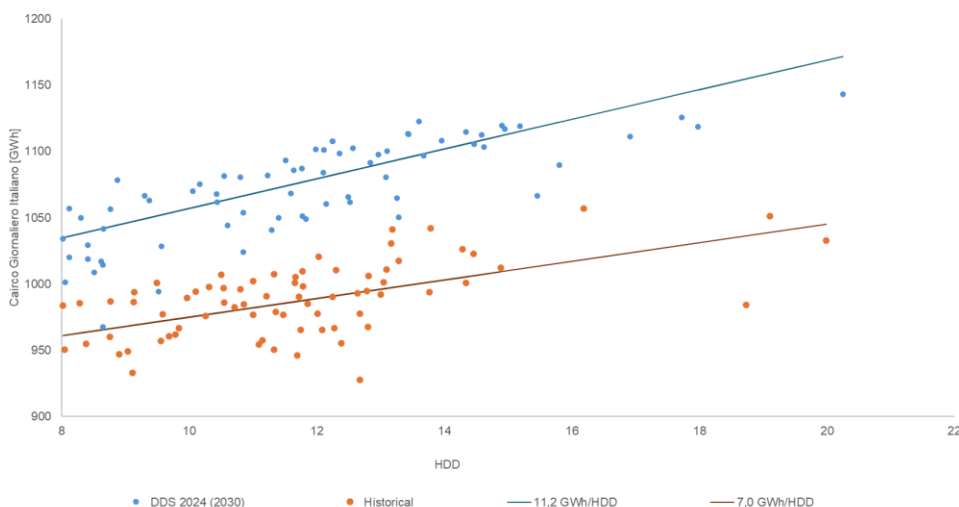


Figura 7 – Relazione carico giornaliero/HDD (inverno)

Producibilità delle fonti rinnovabili

Per quanto riguarda la producibilità delle fonti rinnovabili, si fa riferimento al Pan-European Climate Database (PECD) e ai database degli ENTSOs utilizzati per la costruzione degli scenari europei. I database degli ENTSOs riportano, relativamente all'Italia, le producibilità medie per zona di mercato per tecnologia: solare, eolico onshore ed eolico offshore. Tuttavia, non distinguono fra il solare su tetto e quello a terra.

Per quanto riguarda l'eolico, sono stati utilizzati i profili del PECD per l'offshore, mentre è stata necessaria una loro rielaborazione per l'onshore. Le modifiche hanno permesso di differenziare il profilo di producibilità tra le seguenti tipologie:

- impianti esistenti;
- impianti nuovi che entrano in esercizio entro il 2030;
- impianti nuovi che entrano in esercizio nel periodo 2030-2040.

Il profilo utilizzato per gli impianti onshore, infatti, tiene conto dell'evoluzione tecnologica fornita nel database ENTSOs: gli impianti più nuovi hanno una producibilità maggiore poiché varia l'altezza delle pale eoliche e la tecnologia risulta più performante.

Relativamente alla producibilità del solare, il PECD fornisce un solo profilo per zona di mercato. Data la rilevanza che la tecnologia solare ha per l'Italia al 2030 e al 2040 e la differenza di producibilità che storicamente si è riscontrata e che ci aspetta per il futuro tra le varie tipologie di solare (fotovoltaico su tetto, impianti di grande taglia a terra con struttura fissa, impianti dotati di inseguimento) si è deciso di effettuare un'analisi ad hoc che portasse alla definizione di profili di producibilità zionali che tenessero conto delle specifiche tipologie di installazione¹⁴.

I profili di producibilità che sono stati utilizzati negli scenari sviluppati per il presente documento sono di tre tipologie:

- solare fotovoltaico su tetto;
- solare a terra con struttura fissa;
- solare a terra con struttura dotata di inseguimento monoassiale di tipo HSAT¹⁵.

¹⁴ Analisi condotta nell'ambito dello studio "Studio di producibilità del fotovoltaico in Italia" effettuato con il supporto di Milano Multiphysics.

¹⁵ Horizontal Single Axis Tracker: sistema ad inseguimento monoassiale su asse orizzontale.

Il grafico in Figura 8 riporta i risultati del tool e mostra un confronto sia con i dati storici che con quelli degli ENTSOs (TYNDP24).

Nella parte di sinistra sono riportati i range di producibilità per il solare determinati con il tool (blu scuro) e quelle fornite dal PECD degli ENTSOs (azzurro chiaro), sempre per l'anno climatico 2009. Il range mostra la variabilità tra le diverse zone di mercato nelle quali il minimo è rappresentato da Nord e Centro Nord, mentre il massimo corrisponde alle zone del Sud e isole.

La parte centrale del grafico riporta invece il dato storico di producibilità per due regioni esemplificative¹⁶: la Lombardia per il Nord e la Puglia per il Sud. La più bassa producibilità degli impianti al Nord dipende da due fattori: da un lato la maggior parte degli impianti in Lombardia è rappresentata da impianti fotovoltaici su tetto che non sempre sono installati nel modo ideale (es. esposizione verso Sud, perdite per ombreggiamenti), dall'altro la presenza di una notevole differenza dell'irraggiamento solare tra il nord ed il sud del Paese.

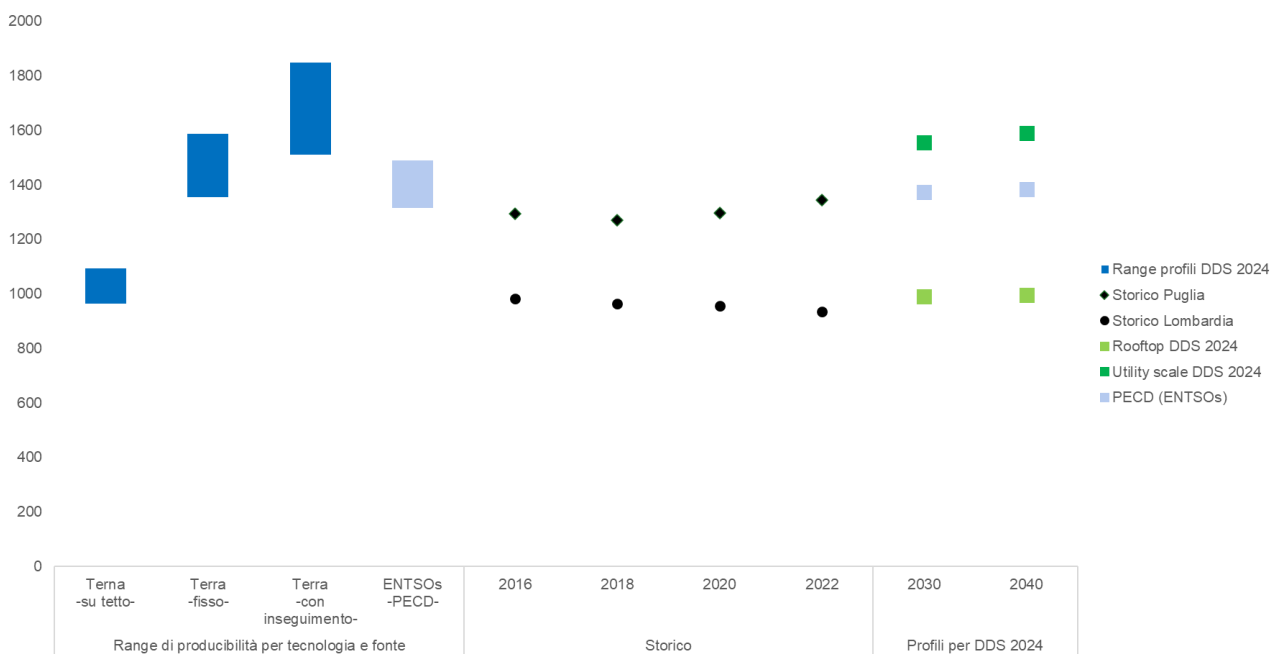


Figura 8 - Producibilità fonte solare (ore equivalenti di produzione, hheq)

La parte destra del grafico mostra invece la producibilità nazionale per gli impianti nuovi per gli anni 2030 e 2040 utilizzata per gli scenari descritti in questo documento e ottenuta come media pesata sulla nuova capacità delle producibilità zonali sia per fotovoltaico su tetto (verde chiaro) che per impianti solari di grande taglia con e senza inseguimento (verde scuro). Questi possono essere confrontati con i valori di producibilità che si sarebbero ottenuti utilizzando i profili di produzione forniti nel PECD 2021 che non sono invece differenziati per tipologia di impianto.

L'analisi svolta sui profili di producibilità del solare in Italia conferma l'importanza, ai fini modellistici, di differenziare il profilo di produzione per le varie tipologie di impianto. I risultati ottenuti mostrano come le differenze siano anche molto ampie: 1 MW di fotovoltaico a terra installato al Sud riesce a produrre, a livello annuale, quasi il doppio di 1 MW installato su tetto al Nord. Nella definizione di uno scenario di lungo termine è quindi importante considerare questo tipo di variabilità oltre ad altri elementi quali i costi di installazione e la capacità del sistema di integrare nuova capacità rinnovabile. Particolare rilevanza assume la definizione del mix di tecnologie fotovoltaiche: considerando la grande differenza esistente tra piccoli impianti su tetto e grandi impianti a terra con inseguimento non solo – come appena mostrato – in termini di producibilità, ma anche in termini di costo unitario

¹⁶ Fonte: Terna, Annuario Statistico.

associato alle ovvie economie di scala, ne consegue una differenza di quasi un ordine di grandezza sul costo finale dell'energia prodotta tra le due soluzioni tecnologiche.

Complementarità fra solare ed eolico

Oltre alla tipologia di impianto, un ulteriore elemento particolarmente importante per la pianificazione di uno scenario di lungo termine è rappresentato dalla combinazione di nuova capacità solare ed eolica considerata, a causa di una importante complementarità tra i profili di produzione delle due fonti.

Come viene evidenziato nelle figure sottostanti, le due risorse presentano profili di produzione molto diversi tra loro e fortemente complementari. La giusta diversificazione di fonti rinnovabili è un fattore molto importante nella pianificazione energetica di lungo termine che, se opportunamente valutata, può consentire il raggiungimento dei target di decarbonizzazione ad un costo complessivo inferiore rispetto a quello di opzioni fortemente sbilanciate verso una sola delle due risorse.

A titolo esemplificativo, la curva di produzione media oraria nelle diverse stagioni per 1,8 GW¹⁷ di solare utility e due impianti eolici¹⁸ da 500 MW (500 MW di onshore e 500 MW di offshore) localizzati al sud è riportata in Figura 9. In estate e in primavera, quando la produzione solare è maggiore, l'eolico produce di meno; il contrario avviene in inverno e autunno. Inoltre, la produzione solare segue la classica campana (produzione nulla nelle ore serali e notturne, aumenta nelle ore centrali del giorno e raggiunge il picco massimo tra le 11 e le 12) mentre l'eolico mostra un andamento più regolare (la produzione eolica è normalmente caratterizzata da fronti di vento abbastanza costanti della durata di più giorni seguiti da periodi di scarsità della risorsa, sostanzialmente privi della ciclicità giornaliera tipica della radiazione solare ad eccezione delle installazioni basate sui regimi di brezza che nel nostro paese sono piuttosto rare).

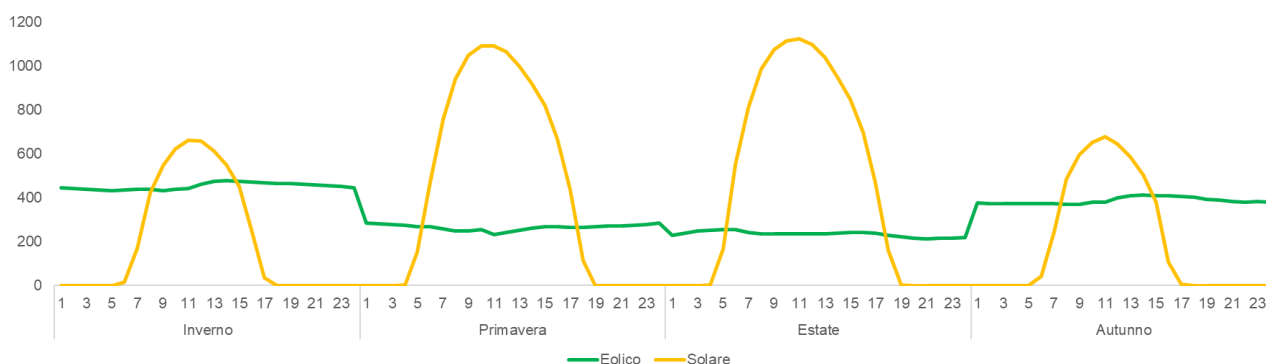


Figura 9 - Produzione media oraria stagionale per 1,8 GW di solare e 1 GW di eolico, zona Sud [MWh] (esempio)

La Figura 10 mostra invece la produzione nei diversi mesi dell'anno. Per quanto riguarda il solare, la produzione presenta valori più alti, ovviamente, nei mesi estivi con il picco nel mese di luglio e il valore più basso a gennaio. Al contrario l'eolico presenta l'andamento inverso, con valori più alti nei mesi invernali e più bassi in estate, con valore minimo a luglio e massimo a gennaio. La linea nera, che rappresenta il totale della produzione delle due tecnologie, rimane invece quasi costante durante tutto l'anno evidenziando la complementarità delle due fonti.

¹⁷ La quantità installata, esclusivamente a titolo esemplificativo, è stata scelta per avere la stessa producibilità annua di eolico e solare.

¹⁸ Profili al 2040, anno climatico 2009.

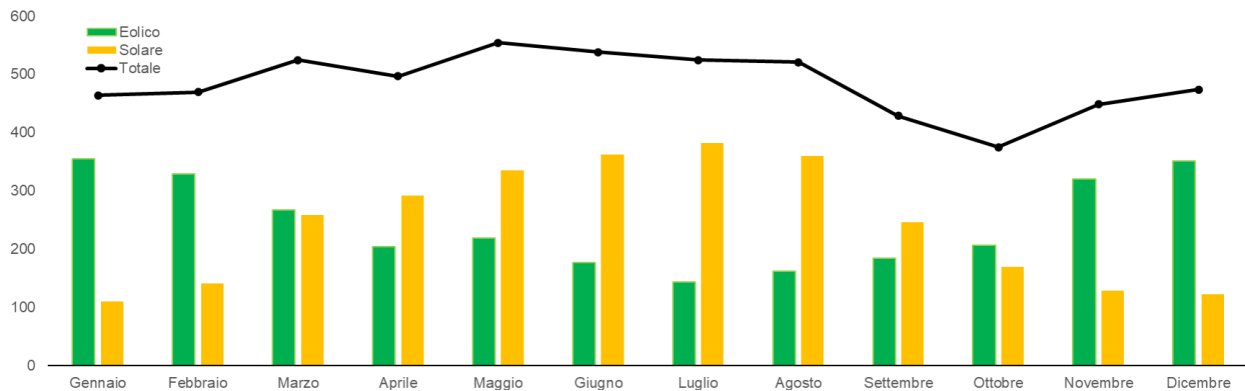


Figura 10 - Produzione mensile per 1,8 GW di solare e 1 GW di eolico, zona Sud [GWh] (esempio)

Capacità di interconnessione elettrica con l'estero

Allo stato attuale la capacità di interconnessione elettrica italiana è principalmente localizzata sulla frontiera Nord del paese, collegata con i quattro paesi confinanti Francia, Svizzera, Austria e Slovenia a cui si aggiungono le interconnessioni con Montenegro, Grecia, Malta e Corsica.

Il Piano di Sviluppo Terna prevede un potenziamento della rete di trasmissione al fine di aumentare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici dei Paesi limitrofi, mirando a garantire una rete sicura, sostenibile ed affidabile. Gli interventi previsti consentiranno una maggiore sicurezza attraverso la possibilità di mutuo soccorso tra sistemi interconnessi, la diversificazione dell'approvvigionamento del mix produttivo e servizi di bilanciamento dei mercati.

In particolare, nel Piano di Sviluppo 2023 Terna ha programmato l'incremento della capacità di interconnessione sulla frontiera Nord e con la Grecia, anche attraverso l'ottimizzazione delle infrastrutture esistenti, il rinnovo e il potenziamento del collegamento in corrente continua tra la Sardegna, la Corsica e l'Italia continentale (Sa.Co.I 3) e la realizzazione di una interconnessione tra Sicilia e Tunisia.

Infine, è prevista l'implementazione dei progetti ai sensi della legge 99/2009 e successive modifiche, che introducono la tipologia degli interconnector, incrementando ulteriormente la capacità di trasporto con Austria e Slovenia.

Queste interconnessioni consentiranno al nostro Paese, in virtù della sua posizione geografica strategica, di rafforzare il ruolo di hub elettrico dell'Europa e dell'area mediterranea.

Occorre poi considerare come in un sistema europeo e mediterraneo caratterizzato da una estesa presenza di fonti intermittenti, spesso in modo anche diverso tra i Paesi, le interconnessioni diventino uno strumento per condividere in modo flessibile queste fonti (sole e vento) massimizzandone lo sfruttamento e contribuendo alla riduzione delle emissioni climalteranti.

In Figura 11 è rappresentata la capacità di interconnessione al 2030. Maggiori dettagli saranno disponibili all'interno dei Piani di Sviluppo.

Per la modellizzazione delle capacità di scambio tra Paesi esteri si considerano i valori forniti direttamente dai vari TSO esteri in ambito degli scenari ENTSOs.

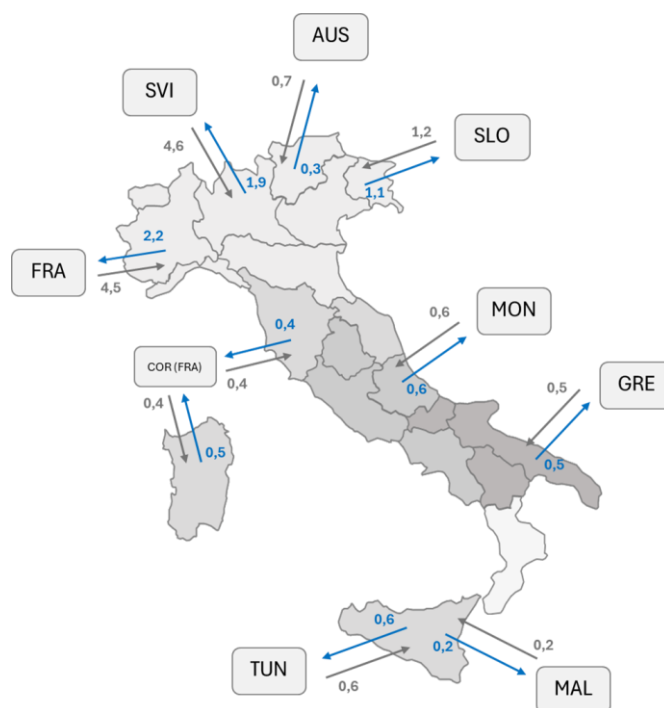


Figura 11 – Capacità massima di interconnessione con i paesi confinanti al 2030 [GW]

Evoluzione della capacità di trasporto interzonale

La rete di riferimento italiana è stata costruita sulla base delle informazioni più recenti disponibili. In linea con l'ultimo Piano di Sviluppo di Terna, gli scenari del sistema elettrico considerano un incremento della capacità di trasporto tra le zone di mercato italiane. La pianificazione puntuale delle opere verrà definita nel dettaglio nell'ambito del prossimo aggiornamento del Piano di Sviluppo, previsto nel 2025.

Ai fini del documento scenari si riportano i valori della capacità di trasporto nella Figura 12. Per i valori attuali sono stati rappresentati i massimi limiti di transito tra le zone di mercato al variare della stagione e del fabbisogno residuo zonale.

NTC soggette ad incremento

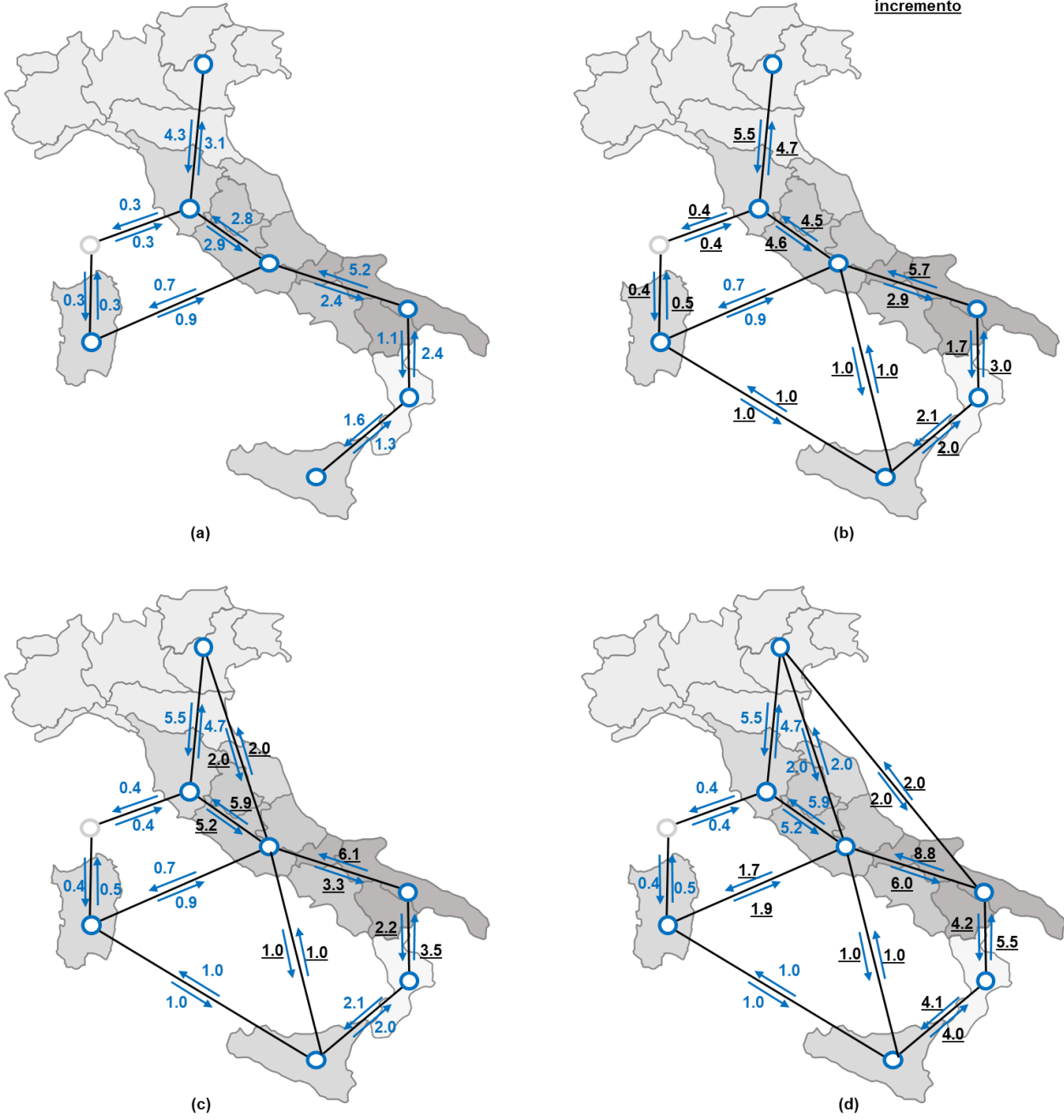


Figura 12 - Capacità di scambio massima interzonale [GW]: a) 2023, b) 2030, c) 2035, d) 2040

6.

Descrizione degli scenari

6 DESCRIZIONE DEGLI SCENARI E FABBISOGNO ENERGETICO

6.1 Linee guida a livello europeo

La **Legge Europea sul Clima** (Regolamento UE 2021/1119) sancisce l'obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica ("net zero") entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di **ridurre le emissioni** di gas a effetto serra (GHG) **di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990**.

La legge è un elemento centrale del Green Deal europeo e la sua adozione pone le basi per la transizione ecologica dell'UE. Nel corso del 2023 sono entrate in vigore una serie di proposte legislative denominate "Fit-for-55" (FF55), presentate dalla Commissione Europea nel corso del 2021¹⁹ e volte a specificare nel concreto come raggiungere l'obiettivo 2030 della legge sul clima. Il pacchetto legislativo²⁰ prevede una serie di target specifici a livello europeo. In particolare, la Direttiva sull'Efficienza Energetica, entrata in vigore il 10 ottobre 2023, prevede una riduzione dei consumi energetici del 11,7% al 2030²¹. La Direttiva sulle Energie Rinnovabili, entrata in vigore il 20 novembre 2023, sancisce invece che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione Europea nel 2030 sia almeno pari al 42,5%. Inoltre, la Commissione europea ha assegnato le quote di "effort sharing" tra stati membri dell'UE. Per l'Italia, il target di riduzione delle emissioni al 2030 rispetto al 2005 è pari al 43,7%.

Il Regolamento TEN-E (UE) 2022/869, all'articolo 12, definisce le principali linee guida per la realizzazione degli scenari per i piani decennali di sviluppo europei della rete sviluppati dagli ENTSOs.

Per completezza di informazione, e perché forniscono spunti interessanti anche per lo sviluppo degli scenari nazionali, pur non essendo vincolanti riportiamo di seguito i punti principali:

- lo sviluppo congiunto degli scenari per il futuro sistema europeo da parte di ENTSO-E e ENTSG. Questi scenari sono fondamentali per il Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) e devono essere allineati con gli obiettivi dell'UE per il 2030 e il 2050 e pertanto in linea con quanto previsto dagli accordi di Parigi di mantenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali, e proseguire l'azione volta a limitare l'aumento di temperatura a 1,5° C;
- l'allineamento con gli Obiettivi dell'UE. Gli scenari devono essere in linea con il principio dell'efficienza energetica e con gli obiettivi di neutralità climatica dell'UE. Devono anche tenere conto delle ultime indicazioni disponibili della Commissione Europea e dei piani nazionali per l'energia e il clima (PNIEC).
- l'integrazione dei sistemi e vettori energetici. Gli scenari devono valutare le interazioni tra i sistemi elettrici, dell'idrogeno e del metano, essenziali per fornire una valutazione completa delle esigenze infrastrutturali da una prospettiva di sistema integrato.
- il coinvolgimento degli stakeholder. Il processo di sviluppo degli scenari deve includere un ampio coinvolgimento delle parti interessate, garantendo trasparenza e inclusività.

Con la Decisione 10/2023 l'ACER ha fornito a ENTSO-E e ENTSO-G delle Linee Guida²² sulla costruzione degli scenari, redatte sulla base del Regolamento TEN-E (EU) 2022/869. In particolare,

¹⁹ Il primo pacchetto di proposte è stato presentato a luglio 2021. Un secondo pacchetto, complementare al primo, è stato poi presentato a dicembre 2021

²⁰ Ad oggi, il pacchetto Fit-for-55 è stato pienamente adottato dal Consiglio Europeo e dal Parlamento Europeo, con eccezione della Direttiva sulla Tassazione dell'Energia

²¹ In base all'articolo 1 della Direttiva UE 2023/1791, gli Stati membri garantiscono collettivamente una riduzione del consumo di energia pari almeno all'11,7 % nel 2030 rispetto alle proiezioni dello scenario di riferimento UE 2020, così che il consumo di energia finale dell'Unione non superi 763 Mtep

²² ACER, Framework Guidelines for the joint TYNDP scenarios to be developed by ENTSO for Electricity and ENTSO for Gas, 25 gennaio 2023

ACER chiede di garantire la coerenza degli scenari con la Legge Europea sul Clima e con le politiche europee sull'energia e sul clima. Inoltre, ACER sottolinea l'importanza di considerare le politiche e gli obiettivi indicati nei vari piani nazionali energia e clima (PNIEC) per la costruzione degli scenari alla base dei piani infrastrutturali.

6.2 Scenari europei sviluppati da ENTSO-E ed ENTSOG

A maggio 2024 è stato pubblicato²³ il documento degli scenari europei valido per la costruzione dei TYNDP sia di ENTSO-E che ENTSOG e per la selezione dei Projects of Common Interest (PCI).

In continuità con il documento precedente, sono previsti tre scenari (Figura 13), il National Trends (NT+) e due 'deviation scenarios' denominati Distributed Energy (DE) e Global Ambition (GA).

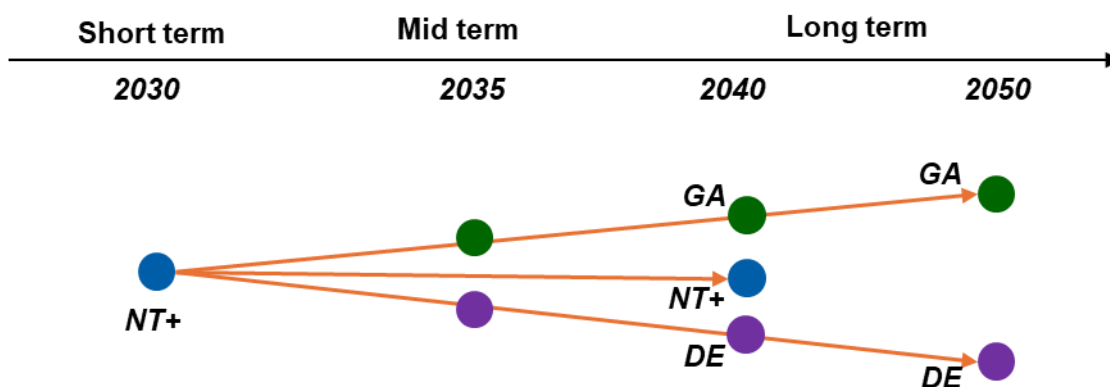


Figura 13 - Storylines scenari ENTSOs 2024

Lo scenario NT+, sviluppato per gli anni orizzonte 2030 e 2040, è costruito a partire dai dati messi a disposizione dai vari TSO e rappresenta una sintesi delle politiche energetiche e climatiche note al momento della raccolta delle informazioni²⁴.

Gli scenari DE e GA, invece, sono stati realizzati attraverso un processo top-down e vengono definiti "deviation scenarios", in quanto partono dallo scenario NT+ 2030 seguendo due differenti percorsi in modo da rappresentare le incertezze sull'evoluzione degli scenari che caratterizzano gli anni di lungo termine. Come per lo scenario NT+, i due "deviation scenarios" coprono gli anni 2030, 2035, 2040, e arrivano fino al 2050.

Sia DE che GA, considerano:

- un miglioramento continuo delle tecnologie già esistenti e switching tecnologico verso tecnologie più efficienti;
- la partecipazione del consumatore finale con adattamenti delle abitudini quotidiane e utilizzo più consapevole dell'energia;
- un processo di elettrificazione, che consenta una decarbonizzazione più facile attraverso l'efficienza intrinseca e la disponibilità di fonti rinnovabili;
- un ruolo crescente del vettore idrogeno e sviluppo di nuovi elettrolizzatori in grado di produrre idrogeno verde;
- lo sviluppo di tecnologie che consentono la cattura della CO₂ e la produzione sempre più rilevante di combustibili green di origine non biologica.

²³ <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

²⁴ Il processo di Data Collection è stato finalizzato nella prima parte del 2023, in anticipo rispetto alla pubblicazione delle versioni finali dei NECPs, motivo per cui potrebbe esserci disallineamento tra i dati considerati per lo scenario NT+ e i rispettivi Piani Nazionali.

Più in dettaglio il DE rappresenta un percorso per raggiungere la carbon neutrality della UE-27 entro il 2050 con una riduzione delle emissioni di almeno il 55% già al 2030. Lo scenario è guidato da un forte sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili in Europa e da un altrettanto forte penetrazione del vettore elettrico nei consumi finali. Anche lo scenario GA rappresenta un percorso per raggiungere la carbon neutrality della UE-27 entro il 2050 e una riduzione delle emissioni di almeno il 55% nel 2030, ma a differenza del DE è caratterizzato da un più intenso sviluppo di una gamma di tecnologie per la produzione di gas rinnovabili: sviluppo di bio GPL, biometano e veicoli a fuel cell. Anche le importazioni di energia decarbonizzata da fonti competitive sono considerate un'opzione praticabile. Inoltre, per il raggiungere gli obiettivi sfidanti di riduzione delle emissioni, tutti gli scenari prevedono l'utilizzo della CCS come strumento per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ già a partire dal 2030.

6.3 Descrizione degli scenari Snam-Terna del DDS 2024

Coerentemente con gli scenari ENTSOs e con le indicazioni di ARERA che richiede lo sviluppo di scenari «contrastanti», Terna e Snam hanno realizzato i seguenti scenari (Figura 14):

- Scenari che raggiungono i target di *policy*:
 - al 2030 uno scenario PNIEC Policy (coerente con il PNIEC pubblicato a giugno 2024);
 - per il 2035 e 2040 due scenari in linea con quelli elaborati a livello europeo dagli ENTSOs²⁵;
- Scenari contrastanti (elaborati al fine di valutare l'impatto delle infrastrutture pianificate su scenari differenti come richiesto dalla regolazione vigente):
 - al 2030, 2035 e 2040 uno scenario PNIEC Slow, rappresentativo di una transizione più lenta (rispetto agli scenari di *policy*) verso i target di decarbonizzazione

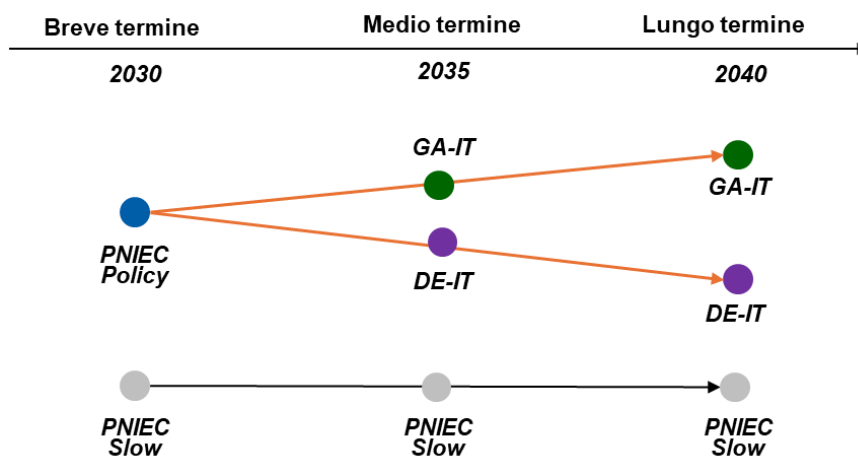


Figura 14 - Storyline DDS 2024

²⁵ Relativamente agli scenari ENTSOs (pubblicati a fine maggio in versione draft) sono state considerate le informazioni più aggiornate disponibili durante la realizzazione del presente DDS 2024.

Scenario PNIEC Policy 2030

Questo scenario si basa, per la quasi totalità²⁶, sul testo definitivo del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) inviato dal MASE e dal MIT alla Commissione Europea in data 30/06/2024. Il PNIEC 2024 rappresenta un aggiornamento della bozza elaborata a giugno 2023, in particolare rispetto allo scenario macroeconomico, il fabbisogno elettrico, il mix di generazione rinnovabile, la penetrazione di nuove tecnologie, ivi inclusa la CCS, l'evoluzione della domanda di gas, inclusi biometano e idrogeno e delle altre fonti.

In generale, lo scenario di policy 2030 del DDS'24 è in linea con lo scenario "Fit-for-55 2030" sviluppato da Snam e Terna nel 2022²⁷ e 2023²⁸. Revisioni minori dello scenario di policy 2030 sono legate alla variazione del quadro socioeconomico, a quanto registrato nel corso degli ultimi due anni e all'aggiornamento delle politiche di azione in materia di energia e ambiente del governo italiano, in particolare nel PNIEC.

Lo scenario PNIEC Policy 2030 ipotizza un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete gas ed elettriche, fonti rinnovabili elettriche e a molecola, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici ed amministrativi che altrimenti ne potrebbero impedire la realizzabilità in tempi così stretti.

Al 2030 si prevede la dismissione completa degli impianti termoelettrici alimentati a carbone e un forte sviluppo di rinnovabili non programmabili, in particolare del fotovoltaico ed eolico. Tale sviluppo delle FER viene reso possibile dallo sviluppo delle infrastrutture di rete, come previsto dall'Art.35 del Dlgs 199/2021 e dalla presenza dei sistemi di accumulo, come richiesto dall'Art.18 del Dlgs 210/2021.

Gli obiettivi sfidanti di contenimento delle emissioni fanno sì che nel PNIEC venga inoltre adottata la cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS) con un obiettivo di 4 milioni di tonnellate di CO₂ catturate e stoccate già al 2030 con possibile upside, negli anni successivi, fino a 16/20 milioni di tonnellate di CO₂²⁹.

Scenari 2035-2040 Distributed Energy Italia (DE-IT) e Global Ambition Italia (GA-IT)

Gli scenari di policy al 2040, DE-IT e GA-IT, presentano due percorsi possibili per il raggiungimento della Carbon Neutrality nel 2050 e sono allineati rispettivamente alle storyline degli scenari ENTSOs Global Ambition e Distributed Energy del prossimo TYNDP 2024.

A differenza di quanto fatto in ambito europeo, però entrambi hanno come base di partenza lo scenario PNIEC Policy 2030 (non disponibile al momento della definizione degli scenari europei).

Il raggiungimento dei target descritti nel capitolo 4 obbliga a ricorrere a tutte le tecnologie disponibili per la transizione energetica. La differente penetrazione di una o più di queste tecnologie è l'elemento distintivo fra gli scenari DE-IT e GA-IT.

Nello scenario DE-IT è prevista la maggiore penetrazione del vettore elettrico in tutti i settori di uso finale (civile, trasporto e industria) massimizzando così l'utilizzo della generazione solare ed eolica, che diventa lo strumento principale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

²⁶ Lo scenario elaborato per il DDS 2024 differisce dal PNIEC 2024 principalmente per un diverso contributo atteso dell'importazione elettrica alla copertura del fabbisogno, determinato attraverso una simulazione del sistema pan-europeo, e non come input predefinito alle analisi. Diversamente, il PNIEC 2024 chiarisce che "i valori considerati di import di energia elettrica al 2030 e 2040 sono quelli dello scenario EUref2020 della CE", studio ormai obsoleto che risale al 2019.

²⁷ Documento di Descrizione degli Scenari 2022.

²⁸ Scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas 2023-2032 e 2024-2033.

²⁹ Possibile sviluppo del progetto "Ravenna".

L'utilizzo dell'idrogeno nei consumi finali è limitato ai settori c.d. "hard-to-abate" (es. trasporto pesante, processi industriali che richiedono gas come materia prima o agente riducente).

Viceversa, nel GA-IT è prevista la decarbonizzazione dei consumi attraverso la maggiore penetrazione dell'idrogeno in tutti i settori, un diverso utilizzo di tecnologie e vettori energetici nei settori della mobilità (elettricità, idrogeno, e-liquidi e biocarburanti) e un impiego più importante della cattura e stoccaggio della CO₂, sia nei settori hard-to-abate che nel termoelettrico.

Quest'approccio generale, appena descritto, si declina nei diversi settori come segue:

- nel settore dei trasporti, il GA-IT vede l'utilizzo di biometano, idrogeno e biocarburanti nel trasporto pubblico e merci, sia leggere che pesanti; il DE-IT invece copre con l'energia elettrica parte rilevante della domanda sia nel trasporto passeggeri che nelle merci leggere (biometano, idrogeno ed e-fuel verranno prevalentemente sfruttati nel trasporto pesante con navi e aerei);
- nel settore civile, il riscaldamento degli edifici nel GA-IT è garantito sia da pompe di calore ibride che puramente elettriche; nel DE-IT si utilizzano prevalentemente pompe di calore elettriche;
- nel settore industriale, in GA-IT vede affiancarsi all'elettrificazione un maggior contributo dei combustibili verdi (idrogeno, biometano) che assicurano la domanda di energia, mentre nel DE-IT è presente, anche in questo caso, una quota maggiore di elettrificazione.

Con riferimento invece alla domanda elettrica ed alla sua copertura nello scenario GA-IT lo sviluppo della generazione rinnovabile è previsto in misura inferiore rispetto allo scenario DE-IT. In tale scenario gran parte dell'energia elettrica per la copertura dei consumi proviene da fonti rinnovabili quali solare ed eolico affiancate dallo sviluppo della capacità di accumulo e soluzioni per il recupero dell'overgeneration. Lo scenario, infatti, prevede lo sviluppo massimizzato della generazione FER-E.

Comune ad entrambi gli scenari è la massimizzazione del biometano e lo sviluppo di nuovi elettrolizzatori per la produzione di idrogeno grazie alla forte penetrazione delle FER-E.

Le tecnologie di CCUS presenti, in misura diversa, negli scenari DE-IT e GA-IT saranno utilizzate in particolar modo nello scenario GA-IT nel settore industriale per la cattura di emissioni da combustione e di processo e nel settore termoelettrico, mentre nello scenario DE-IT principalmente nel settore industriale per la cattura di emissioni da combustione e di processo

Scenari 2030-2035-2040 PNIEC Slow

Lo scenario PNIEC Slow, sviluppato su tutti e tre gli anni orizzonte (Figura 14) è costruito coerentemente allo scenario PNIEC Policy, ipotizzando però un ritardo nella realizzazione delle misure previste dallo stesso PNIEC al fine del raggiungimento dei target di decarbonizzazione. Per gli orizzonti temporali successivi al 2030, lo scenario è costruito tenendo conto degli obiettivi raggiunti dagli scenari di policy al 2040 (DE-IT e GA-IT), mantenendo un ritardo nella traiettoria³⁰.

Nell'ambito dello scenario PNIEC Slow si ipotizza, rispetto allo scenario PNIEC Policy 2030 e rispetto agli scenari DE-IT e GA-IT al 2040:

- una elettrificazione dei consumi più lenta con conseguente riduzione del fabbisogno elettrico;
- uno sviluppo delle FER in ritardo;
- uno sviluppo più contenuto degli elettrolizzatori;
- uno sviluppo non massimizzato del biometano che segue un trend di evoluzione coerente con l'evoluzione storica;
- il limitato sviluppo dell'idrogeno verde;

³⁰ Lo scenario PNIEC Slow al 2040 rappresenta uno scenario indipendente dal PNIEC 2024 pubblicato dal MASE a giugno 2024.

- il ricorso alla CCS con il solo sviluppo del progetto Ravenna (4 Mton di CO₂ catturate al 2030 e 16 Mton al 2040).

6.4 Consumi finali per vettore energetico

Tutti gli scenari del DDS 2024 prevedono una contrazione degli usi energetici finali (Figura 15), nonostante una crescita del PIL, per effetto delle misure di efficientamento.

In particolare, al 2030 la riduzione rispetto al 2022³¹ è compresa fra gli 8 e 10 Mtep (rispettivamente nello scenario PNIEC Slow e PNIEC Policy). Contestualmente vi è una riduzione dell'uso dei prodotti petroliferi e del gas naturale negli usi finali, resa possibile da un aumento del vettore elettrico, del biometano e di altri vettori a ridotto impatto emissivo.

Trend analoghi si riscontrano anche spostandosi su scenari di più lungo termine: 1) con la contrazione degli usi energetici finali che arriva a coprire un range fra i 26 Mtep (DE-IT) e i 18 Mtep (PNIEC Slow) e 2) con un'ulteriore riduzione nell'utilizzo di carbone, prodotti petroliferi e gas naturale a vantaggio di altri vettori energetici.

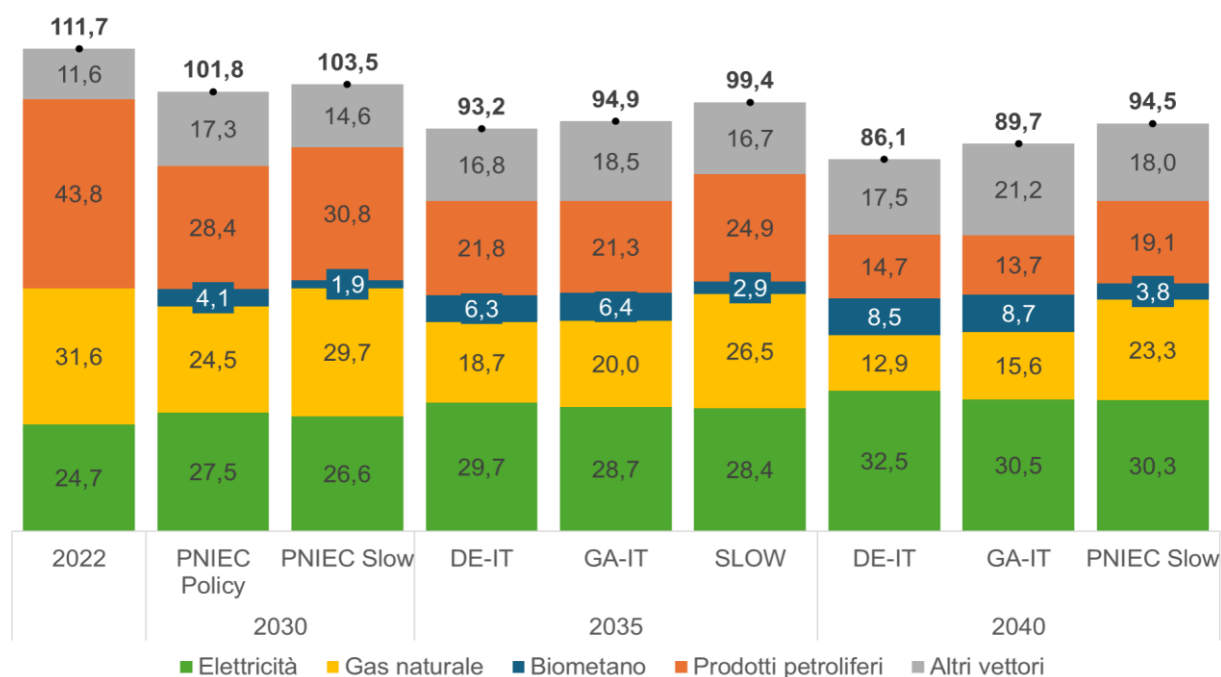


Figura 15 - Usi energetici finali per principale vettore energetico [Mtep]

Ai fini di una più agevole comprensione dei dati relativi agli scenari previsionali si riporta il dettaglio delle fonti a copertura del fabbisogno nella Tabella 5.

La riduzione dei consumi di combustibili fossili negli anni considerati è diretta conseguenza dei target prefissati (emissioni, efficienza). Le azioni per raggiungere gli obiettivi sono principalmente due: elettrificazione dei consumi e sostituzione dei combustibili fossili con alternative a zero emissioni. Nel primo caso, l'elettrificazione consente di beneficiare dell'efficienza intrinseca delle tecnologie elettriche, comportando un decremento complessivo dei consumi finali a scapito di un incremento atteso dei consumi elettrici. Nel secondo caso, la progressiva adozione di vettori energetici "green" (biometano, idrogeno verde, bioliquidi) contribuisce al raggiungimento dei target sostituendo i combustibili fossili. Infatti, nei settori difficilmente elettrificabili i combustibili a zero emissioni potranno avere un ruolo chiave per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione.

³¹ Valori al 2023 non disponibili al momento della stesura del documento.

Tabella 5 – Consumi finali per vettore energetico [Mtep]

	2022	2030		2035			2040		
	Storico ³²	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
TOTALE	111,7	101,8	103,5	93,2	94,9	99,4	86,1	89,7	94,5
Energia elettrica	24,7	27,5	26,6	29,7	28,7	28,4	32,5	30,5	30,3
Combustibili zero-emissioni	8,1	17,3	12,9	20,1	21,5	16,3	23,5	26,6	18,9
Idrogeno	0,0	0,7	0,3	2,1	3,3	2,0	3,6	6,0	3,6
Biometano ³³	0,0	4,1	1,9	6,4	6,4	2,9	8,7	8,7	3,8
Bioliquidi	1,4	4,7	2,8	4,8	5,2	4,6	5,8	6,8	5,6
E-fuel	0,0	0,0	0,0	0,6	0,4	0,4	0,9	0,7	0,8
Biomassa	6,7	7,8	7,8	6,2	6,2	6,5	4,6	4,6	5,2
Combustibili fossili	77,0	54,1	61,7	40,7	41,9	50,8	26,9	29,3	42,2
Gas naturale	31,6	24,5	29,7	18,6	20,0	26,5	12,8	15,6	22,3
Prodotti petroliferi	43,8	28,4	30,8	21,2	20,8	24,5	13,8	13,1	18,3
Carbone/altri Solidi	1,5	1,2	1,3	0,8	1,0	0,9	0,3	0,6	0,6
Altro³⁴	2,0	2,9	2,3	2,8	2,8	2,7	3,2	3,3	3,1

³² Fonte: Eurostat, escluso Ambient Heat.

³³ Include metano sintetico.

³⁴ Solare termico e calore derivato.

6.5 Consumi finali per settore

La contrazione dei consumi finali vista nel precedente paragrafo si verifica maggiormente nel settore dei trasporti, come si evince nella Figura 16. Tale settore vede una sostenuta penetrazione del vettore elettrico, che ad esempio arrivano a triplicarsi nello scenario PNIEC Policy 2030 (sezione 7.17.1) portando ad un efficientamento soprattutto per quanto riguarda il trasporto su strada. A seguire gli altri settori fortemente impattati sono il residenziale e il terziario facenti parte del settore civile, per il quale la contrazione può essere ricondotta alle misure di efficientamento previste negli scenari come isolamento termico delle abitazioni e cambio tecnologico dei sistemi di riscaldamento a favore della diffusione delle pompe di calore. L'industria risulta il settore più inerziale in termini di consumi finali registrando una lieve e costante riduzione dei consumi energetici negli anni: tale riduzione avviene grazie alla sostituzione tecnologica e all'investimento in soluzioni a più basso consumo specifico.

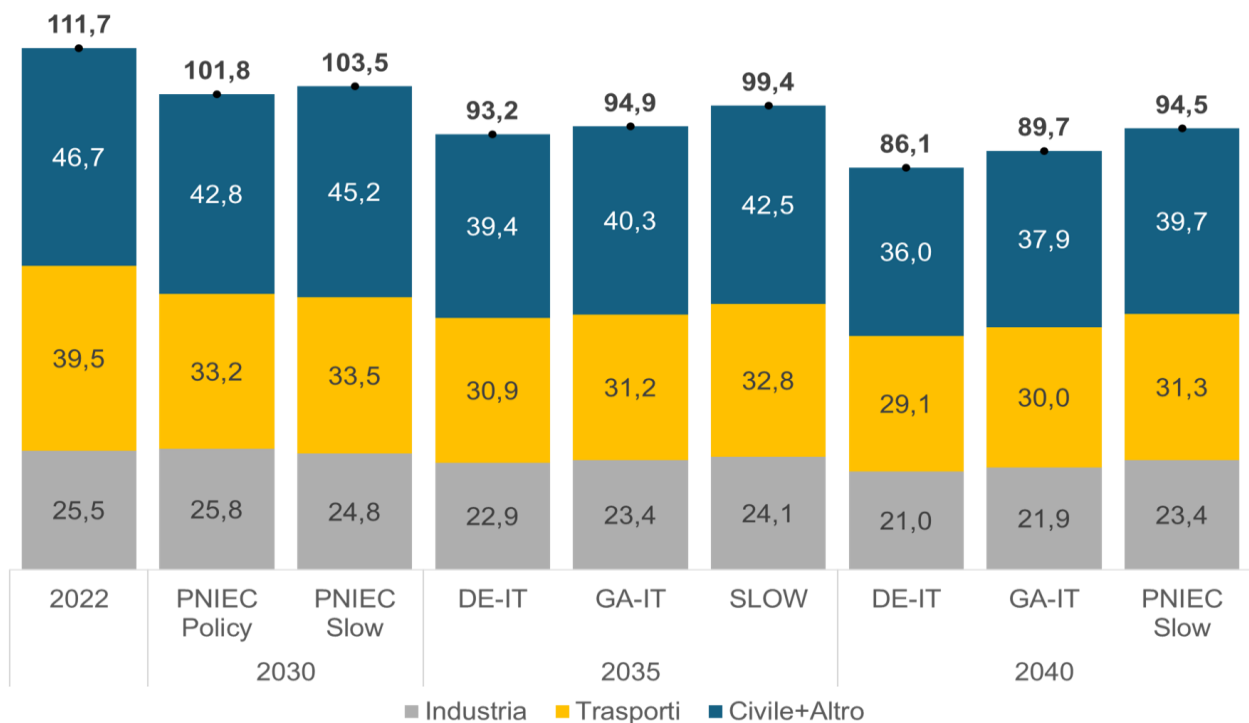


Figura 16 - Usi energetici finali per principale settore [Mtep]



7 SCENARI DEL SISTEMA ELETTRICO

7.1 Fabbisogno di elettricità

Una delle peculiarità del sistema elettrico è la necessità di garantire istante per istante che l'energia richiesta dall'insieme dei consumatori (famiglie e aziende) sia sempre bilanciata dall'energia prodotta e importata. Pertanto, una variabile chiave per lo sviluppo di uno scenario elettrico è l'evoluzione del suo fabbisogno, poiché determina in gran parte la capacità di produzione necessaria a coprire tale fabbisogno.

Per fabbisogno di elettricità si intende la somma di:

- energia elettrica per usi finali
- usi energetici (energy sector)
- perdite di rete

Gli usi energetici rappresentano consumi di elettricità che non sono destinati agli usi finali, ma funzionali alla produzione di un altro combustibile che a sua volta diventa un vettore energetico per uso finale.³⁵ Ad oggi, le raffinerie – dove l'energia elettrica alimenta i processi di produzione dei prodotti petroliferi – hanno il peso maggiore negli usi energetici. In futuro, anche i consumi elettrici per la produzione di idrogeno attraverso il processo di elettrolisi rientreranno nella categoria dei consumi energetici.

Nella Figura 17 è rappresentato l'andamento del fabbisogno elettrico dal 2000 fino al 2040. Si nota come il fabbisogno elettrico sia cresciuto negli anni fino al 2008, con una contrazione durante le crisi economiche del 2009 e del 2012, fino a rimanere pressoché costante negli anni 2017-18-19. Nel 2020 le misure per il contrasto e il contenimento della pandemia da Covid-19 (es. lockdown) hanno provocato un arresto di alcune attività economiche con conseguente riduzione del fabbisogno elettrico. Dopo una ripresa del fabbisogno e dell'economia in generale nel 2021, negli anni 2022 e 2023 si è registrato un nuovo fenomeno di parziale decoupling tra crescita economica e crescita dei consumi elettrici (vedi box di approfondimento e Figura 18).

Nonostante questo parziale decoupling, anche in ottica 2030 si prevede un incremento dei consumi elettrici che è imputabile alla crescita attesa del PIL, che costituisce un driver importante per lo sviluppo della domanda elettrica. Come riportato in 5.3 per il DDS 2024 sono state considerate le medesime ipotesi di evoluzione del PIL in tutti gli scenari, che a loro volta derivano dal quadro macroeconomico riportato nel PNIEC 2024.

L'altro driver di crescita della domanda elettrica è il processo di elettrificazione che porta ad un aumento sostanziale del fabbisogno elettrico negli anni orizzonte degli scenari. Nel caso dello scenario Distributed Energy, quello di maggiore penetrazione del vettore elettrico per gli scenari italiani, si raggiunge un valore massimo di 439 TWh al 2040. Il fabbisogno elettrico rappresentato è comprensivo della quota necessaria alla produzione di idrogeno verde.

³⁵ La distinzione fra consumi industriali e consumi energetici è funzionale alla verifica dei target di efficienza, poiché i target si riferiscono ai consumi finali di tutti i vettori energetici.

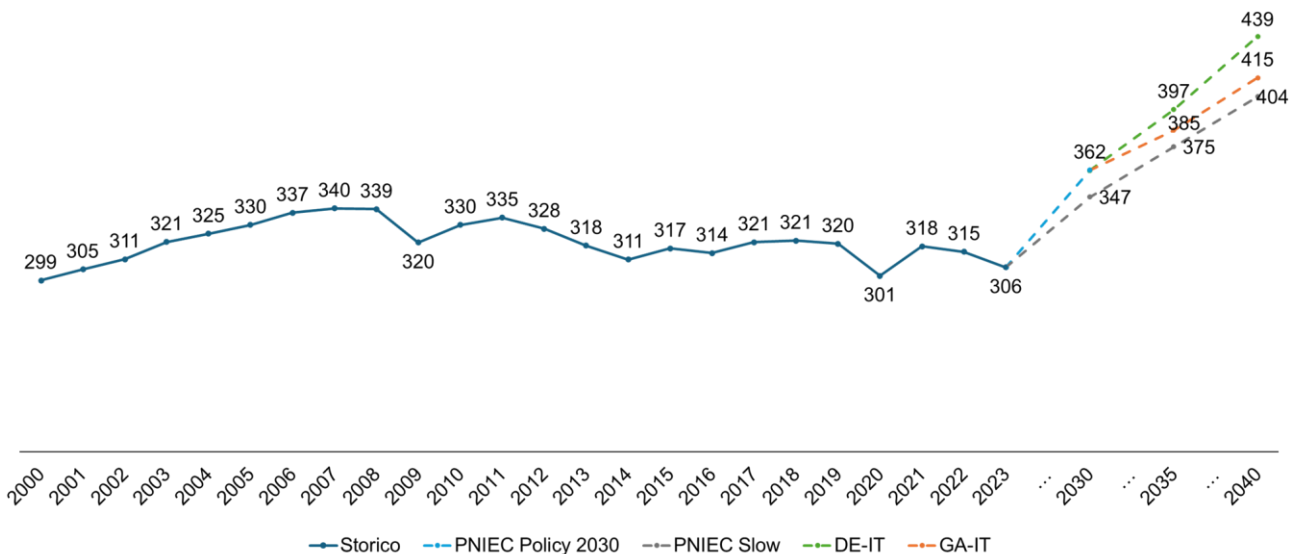


Figura 17 - Fabbisogno elettrico 2000 – 2040 [TWh]

Box di approfondimento 1: Fenomeno di “decoupling” fra crescita economica e crescita del fabbisogno elettrico

Figura 18 - Correlazione fra la variazione del PIL e la variazione del fabbisogno elettrico (2000-23)

Storicamente si è osservata una correlazione positiva fra la crescita dei consumi elettrici e la crescita economica (PIL). Per il periodo 2000-2019 tale correlazione è stata quasi perfettamente lineare, con un coefficiente angolare (α) pari a circa 1,04. Questo vuol dire che ad una crescita del PIL di +1% corrisponde mediamente una crescita della richiesta di elettricità di +1%. Estendendo l’analisi agli anni 2000-2023 si conferma la correlazione positiva ma risulta meno forte ($\alpha = 0,71$ e $R^2 = 65\%$).

Nel 2022 sono emersi primi fenomeni di “decoupling”: nonostante una crescita del PIL il fabbisogno elettrico ha registrato una flessione significativa. L’esplosione della crisi energetica 2022 ha acceso la miccia dell’inflazione con una conseguente maggiore attenzione ai consumi energetici in generale e quelli elettrici in particolare. Anche l’anno 2023 è stato un anno di “decoupling”, mentre per il 2024 si attende un ritorno alla correlazione positiva fra consumi e attività economica. Tuttavia, in questo nuovo equilibrio la correlazione fra queste grandezze sarà presumibilmente inferiore ai valori storici osservati.

La Tabella 6 mostra il fabbisogno elettrico per settore e nei vari scenari.

Il valore dello scenario di policy 2030 è coerente con quanto riportato nel PNIEC di giugno '24 e prevede un'accelerazione del processo di elettrificazione dei trasporti e del settore civile, contribuendo così al raggiungimento degli obiettivi di efficientamento. In particolare, nel settore dei trasporti la quota delle merci trasportata su rotaia salirà da 11% a 30%. Si prevede inoltre un aumento di consumi elettrici nel settore navale dovuti al c.d. "Cold Ironing". Nel settore industria si registra un incremento dei consumi dovuto essenzialmente alla crescita del Prodotto Interno Lordo. Infine, nel settore civile la crescita è legata principalmente alla progressiva diffusione di pompe di calore in sostituzione delle caldaie a gas.

Si nota inoltre come gli usi energetici tradizionali sono in progressiva riduzione dal 2030 per effetto dell'efficientamento dei processi industriali previsti dalle policy e a causa del minore fabbisogno per prodotti petroliferi, mentre i consumi energetici per la produzione nazionale di idrogeno sono previsti in aumento, coerente con una maggiore diffusione del vettore idrogeno.

Al 2035 e al 2040, i due scenari contrastanti DE-IT e GA-IT rappresentano tappe intermedie, alternative tra loro, rispetto all'ambizioso obiettivo "zero emission" al 2050.

Tabella 6 – Evoluzione del fabbisogno elettrico [TWh]

	2023 ³⁶	2030		2035			2040		
	Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Usi finali	278,6	319,9	309,3	345,3	333,9	330,7	377,8	355,0	352,1
<i>Industria</i>	107,1	115,1	112,2	117,6	114,5	115,8	120,9	113,6	119,5
<i>Civile</i>	162,0	172,8	172,3	181,3	178,1	178,5	191,8	185,7	184,7
<i>Trasporti</i>	9,5	32,0	24,8	46,5	41,4	36,4	65,0	55,7	47,9
Usi energetici	8,7	20,0	16,6	27,9	28,1	22,4	34,9	35,4	28,1
<i>di cui tradizionali (es, raffinerie)</i>	8,7	10,0	10,8	9,1	9,4	9,6	7,4	7,9	8,3
<i>di cui produzione H2 (elettrolisi)</i>	0	10,0	5,8	18,8	18,8	12,8	27,5	27,5	19,8
Perdite di rete	18,2	22,0	20,7	23,7	23,0	22,4	26,2	24,8	24,1
Fabbisogno elettrico	305,6	361,9	346,6	396,9	385,0	375,5	439,0	415,2	404,4

Complessivamente l'aumento del fabbisogno elettrico è compreso fra 41 e 56 TWh (rispettivamente scenario PNIEC Slow e PNIEC Policy) al 2030 e fra 99 e 133 TWh al 2040 (rispettivamente scenario PNIEC Slow e DE-IT).

Tale incremento nei diversi scenari è dovuto prevalentemente alla penetrazione dei veicoli elettrici nel settore dei trasporti e delle pompe di calore (PDC) sia nel settore residenziale che in quello dei servizi (Tabella 7).

³⁶ Fonte Terna. dati provvisori

Tabella 7 – Evoluzione veicoli elettrici e PDC elettriche

	2023	2030		2035			2040		
	Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Settore trasporti									
Veicoli elettrici puri [Mln]	0,2	4,3	3,0	9,3	8,0	6,5	14,3	11,7	10,0
Veicoli elettrici plug-in [Mln]	0,2	2,2	1,5	2,8	2,8	1,9	3,3	3,3	2,3
Autobus elettrici [k]	1,3	17,0	10,5	21,8	19,0	13,2	26,5	21,0	15,9
Camion elettrici [k]	0,1	30,0	15,0	68,7	48,9	38,0	107,3	67,8	61,0
Settore civile									
PDC residenziali ³⁷ [Mln]	2,0	4,6	4,2	9,3	8,4	7,3	13,9	12,1	10,3

³⁷ PDC utilizzato come impianto primario di riscaldamento.

7.2 Copertura del fabbisogno elettrico

7.2.1 Scenario PNIEC Policy 2030

Evoluzione della capacità installata al 2030

Come riportato nel PNIEC 2024, lo scenario di policy 2030 prevede che saranno necessari oltre 107 GW di impianti solari ed eolici installati, con un incremento di circa +65 GW rispetto ai 42,6 GW installati al 2023 (+49 GW di solare, +15,8 GW di eolico). Tale valore è in linea con lo scenario di policy 2030 del precedente DDS'22 che indicava circa 102 GW di capacità installata da solare ed eolico nel medesimo anno.

Le infrastrutture di rete e lo stoccaggio sono risorse essenziali per integrare queste energie rinnovabili nel nostro sistema elettrico: la rete abilita il trasporto delle rinnovabili dalle zone di produzione ai centri di consumo, sia su scala locale che su scala nazionale. Gli accumuli permetteranno di stoccare l'energia rinnovabile in esubero e restituirla al sistema nelle ore di minore produzione. Come riportato nella sezione dedicata in calce ("*Considerazioni aggiuntive sui temi di market design abilitanti del sistema elettrico*"), l'Italia sta offrendo un nuovo ed efficiente quadro di investimento per gli accumuli, MACSE, un meccanismo d'asta per assegnare contratti a lungo termine.

Il dimensionamento del fabbisogno di accumuli sarà oggetto di un documento specifico redatto ai sensi dell'Articolo 11 della Disciplina MACSE (cfr. "Documento fabbisogni"). Si ricorda che il volume e la localizzazione degli accumuli necessari sono dipendenti sia da quantità e localizzazione delle rinnovabili che dallo sviluppo considerato per le infrastrutture di rete.

In generale, la capacità energetica degli accumuli è data dalla somma di:

- impianti di pompaggio esistenti e altri accumuli utility-scale esistenti;
- accumuli di piccola taglia tipicamente realizzati in prossimità del fotovoltaico residenziale che si configurano come batterie elettrochimiche con rapporto energia/potenza medio (2 o 4 ore) pensate per la massimizzazione dell'autoconsumo;
- accumuli utility-scale già aggiudicatari di contratti a termine sulle aste del Capacity Market³⁸;
- nuovi accumuli³⁹ "utility-scale", con un rapporto energia/potenza elevato (8 ore).

³⁸ Lo scenario considera la nuova capacità di accumulo già contrattualizzata con le aste del Capacity Market (CM), uno strumento attraverso cui Terna si approvvigiona la capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico.

³⁹ Ai fini del documento scenari, si fa genericamente riferimento al termine "accumuli" senza specificare una tecnologia, purché nel medio-lungo termine diverse tecnologie potranno soddisfare tale fabbisogno di accumuli, a condizione che siano in grado di garantire la capacità energetica necessaria con un adeguato rapporto energia-potenza e una adeguata efficienza. Come riportato da Terna nello "Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica", almeno nel breve-medio termine, le tecnologie ad alta maturità tecnologica e commerciale sono le batterie agli ioni di litio e i pompaggi idroelettrici.

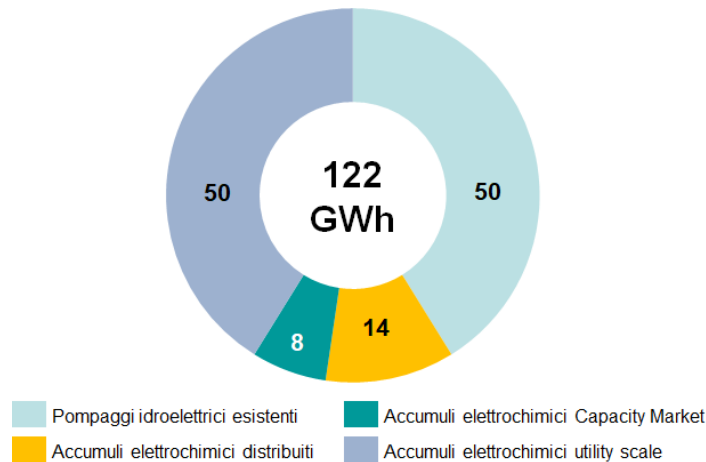


Figura 19 - Capacità energetica degli accumuli per tipologia nello scenario PNIEC Policy 2030

Nello scenario PNIEC Policy 2030, la capacità di accumulo necessaria a integrare le rinnovabili e gestire il sistema elettrico è pari a circa 122 GWh, così articolata (cf. Figura 19):

- 50 GWh di pompaggi esistenti;
- circa 14 GWh da accumuli di piccola taglia;
- circa 8 GWh di accumuli già assegnatari di contratti pluriennali nelle aste del Capacity Market⁴⁰ (incluse quella svoltasi il 25/07/2024);
- 50 GWh sono impianti di grande taglia che potranno essere approvvigionati attraverso il MACSE e/o frutto di iniziative private.

La ripartizione zonale delle FER elaborata per il DDS 2024 è coerente con quanto previsto dal Decreto Ministeriale del 21 giugno 2024 ("DM Aree Idonee"), che stabilisce i criteri di individuazione, da parte delle Regioni, delle aree idonee all'installazione di impianti rinnovabili, tenendo conto della disponibilità delle risorse, della dislocazione della domanda elettrica e delle caratteristiche dell'infrastruttura di rete, nonché il suo potenziale di sviluppo.

La Figura 20 (a) mostra il dettaglio zonale della capacità solare ed eolica nello scenario PNIEC Policy 2030, confrontata con il 2023. Al 2030, il solare dovrebbe contribuire con circa 79 GW al target (valore che rappresenta quasi tre quarti della capacità FRNP totale), mentre per l'eolico sono previsti 28,1 GW.

⁴⁰ Nell'ultima asta del Capacity Market, tenutasi a luglio 2024 (con anno consegna 2025) sono stati assegnati circa 0,4 GWh, che si vanno ad aggiungere ai 7,5 GWh assegnati nelle precedenti aste (con anno di consegna 2022, 2023 e 2024) svoltesi fra il 2019 e il 2022.

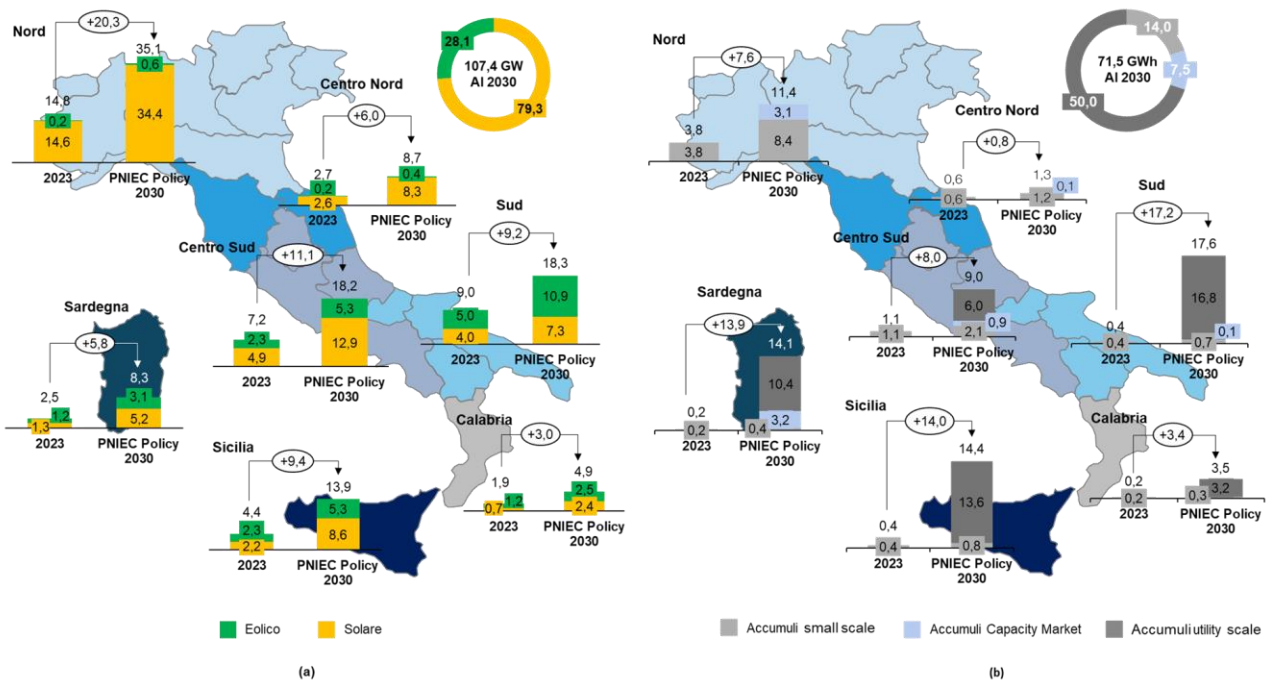


Figura 20 - Ripartizione zonale a) capacità Installata FER [GW] e b) capacità energetica degli accumuli, escl. pompaggi esistenti [GWh]

Dal punto di vista della distribuzione zonale, il fotovoltaico è maggiormente presente nelle regioni del Nord, mentre la capacità eolica è prevalentemente localizzata nella parte meridionale della penisola per via di un potenziale maggiore, sia geografico che di producibilità. La maggiore quota di capacità eolica si colloca, infatti, nelle regioni del Sud (10,9 GW), Centro Sud e in Sicilia (5,3 GW).

Come rappresentato più nel dettaglio nella Tabella 8, lo sviluppo delle FER al 2030 è guidato principalmente dalla tecnologia solare, concentrata nell'area Nord e caratterizzata prevalentemente da impianti di piccole dimensioni dislocati su tetti (solare distribuito), al contrario dell'area Sud e delle Isole maggiori dove sono maggiormente presenti impianti di maggiori dimensioni (solare utility-scale).

Lo sviluppo della tecnologia eolica, invece, è caratterizzato per oltre il 90% dalla componente onshore, mentre gli impianti offshore contribuiscono con poco più di 2 GW.

Per quanto concerne gli accumuli, il loro incremento al Nord è prevalentemente di piccola taglia ed è correlato allo sviluppo del fotovoltaico distribuito. In generale, la crescita degli accumuli è maggiore al Sud e sulle isole, dove gli impianti di tipo "utility-scale" rappresentano la maggior parte della nuova capacità di accumulo (cf. Tabella 9).

Nelle simulazioni effettuate gli impianti utility-scale partecipano attivamente ai mercati dell'energia e dei servizi, così come i pompaggi idroelettrici. Per gli accumuli elettrochimici small-scale si prevede invece un uso prevalente in accoppiamento ad impianti fotovoltaici di piccola taglia, al fine di massimizzare l'autoconsumo.

Tabella 8 - (a) Capacità installata FER al 2030, (b) incremento installato FER 2023-30

Capacità al 2030 [GW]	Solare Distribuito	Solare Utility	Eolico onshore	Eolico offshore	Somma FER	Incremento vs 2023 [GW]	Solare Distribuito	Solare Utility	Eolico onshore	Eolico offshore	Somma FER
Nord	21,4	13,0	0,4	0,2	35,1	Nord	+12,2	+7,6	+0,2	+0,2	+20,3
Centro Nord	2,8	5,5	0,3	0,1	8,7	Centro Nord	+2,0	+3,8	+0,1	+0,1	+6,0
Centro Sud	3,7	9,2	5,3	0,0	18,2	Centro Sud	+2,2	+5,9	+3,0	+0,0	+11,1
Sud	1,0	6,3	10,3	0,6	18,3	Sud	+0,3	+3,0	+5,3	+0,6	+9,2
Calabria	0,8	1,6	2,5	0,0	4,9	Calabria	+0,5	+1,2	+1,3	+0,0	+3,0
Sicilia	2,1	6,5	4,7	0,6	13,9	Sicilia	+1,5	+4,9	+2,4	+0,6	+9,4
Sardegna	1,1	4,1	2,5	0,6	8,3	Sardegna	+0,7	+3,1	+1,3	+0,6	+5,8
Totale	33,0	46,2	26,0	2,1	107,4	Totale	+19,5	+29,5	+13,7	+2,1	+64,8

(a)

(b)

Tabella 9 - (a) Capacità energetica accumulata al 2030, (b) incremento accumulata al 2030 [escl. pompaggi esistenti]

Capacità al 2030 [GWh]	SdA Small Scale	SdA Aste CM	SdA Utility Scale	Somma accumulata	Incremento vs 2023 [GWh]	SdA Small Scale	SdA Aste CM	SdA Utility Scale	Somma accumulata
Nord	8,4	3,1	0,0	11,4	Nord	+4,6	+3,1	+0,0	+7,6
Centro Nord	1,2	0,1	0,0	1,3	Centro Nord	+0,7	+0,1	+0,0	+0,7
Centro Sud	2,1	0,9	6,0	9,0	Centro Sud	+1,0	+0,9	+6,0	+8,0
Sud	0,7	0,1	16,8	17,6	Sud	+0,3	+0,1	+16,8	+17,2
Calabria	0,3	0,0	3,2	3,5	Calabria	+0,2	+0,0	+3,2	+3,4
Sicilia	0,8	0,0	13,6	14,4	Sicilia	+0,4	+0,0	+13,6	+14,0
Sardegna	0,4	3,2	10,4	14,1	Sardegna	+0,2	+3,2	+10,4	+13,9
Totale	14,0	7,5	50,0	71,5	Totale	+7,4	+7,5	+50,0	+64,8

(a)

(b)

Un ulteriore elemento caratterizzante gli scenari sviluppati è la presenza degli elettrolizzatori, che permetteranno di produrre idrogeno verde da utilizzare in altri settori (cf. settori “hard to abate”) e di contribuire allo sfruttamento dell’overgeneration.

Per quanto riguarda la capacità termoelettrica lo scenario è caratterizzato dal completo phase-out della capacità a carbone. Inoltre, considera gli esiti delle aste del Capacity Market 2022, 2023, 2024 e 2025 in termini di rifacimenti di impianti esistenti e sviluppo di nuovi. Nessuna ipotesi è invece stata formulata sulla possibile dismissione di una parte della capacità a gas esistente, che è quindi stata convenzionalmente mantenuta costante in tutti gli anni successivi al 2025.

Come sarà trattato in maggior dettaglio in 7.2.3, al 2030 esiste una quota di impianti con ore di utilizzo molto basso o quasi nullo nella simulazione 2030, indicando che tali impianti potrebbero essere necessari solo per specifiche esigenze di adeguatezza. Tuttavia, le analisi di adeguatezza esulano dagli obiettivi del presente documento⁴¹ e – ciò detto – la eventuale presenza di capacità gas in eccesso nei modelli non comporta alcuna differenza nei risultati (dando per scontato che qualsiasi scenario futuro è costruito per essere adeguato, gli impianti in esubero semplicemente non vengono attivati nelle simulazioni). In generale, agli impianti dovrà essere fornita una capacità di prelievo gas adeguata anche per il loro funzionamento intermittente, richiedendo alla rete del gas crescenti prestazioni di flessibilità.

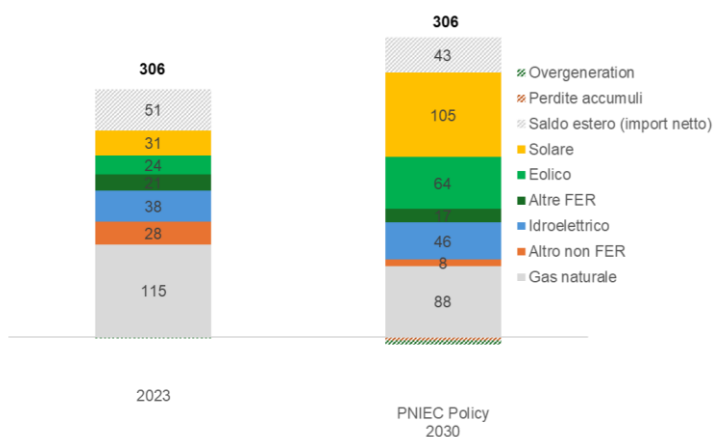
⁴¹ Tale aspetto viene affrontato nel Rapporto Adeguatezza Italia che Terna pubblica con cadenza annuale: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispatching/adequatezza>

Bilancio elettrico annuo e mensile al 2030

Come mostrato in Figura 21, la produzione FER cresce sensibilmente nello scenario PNIEC Policy 2030, rispetto al 2023, raggiungendo una quota pari al 63% del fabbisogno complessivo. In particolare, lo scenario prevede un raddoppio della generazione rinnovabile complessiva da 113 a 227 TWh. Grazie alle nuove installazioni di impianti solari ed eolici la produzione di queste fonti potrà più che triplicare, compensando la flessione delle altre fonti rinnovabili. Al 2030 la generazione solare rappresenterà oltre il 45% del totale della generazione FER e circa un terzo dell'intera produzione nazionale. In tale scenario il sistema elettrico è guidato dalla ciclicità della radiazione solare e gli impianti di stoccaggio saranno fondamentali per accumulare l'energia prodotta nelle ore centrali della giornata e rilasciarla durante le ore serali, quando la generazione solare decresce rapidamente mentre il fabbisogno di elettricità si mantiene elevato. Infatti, gli accumuli complessivamente "movimentano" una quantità di energia elettrica che corrisponde a più del 10% del fabbisogno elettrico totale.

L'aumento della generazione FER, coordinata con lo sviluppo dei sistemi di accumulo e della rete di trasmissione nazionale, determina anche una moderata riduzione dell'import elettrico (circa -8 TWh rispetto al 2023).

La generazione convenzionale, sempre per effetto dell'aumento della generazione da FER si riduce a 95 TWh dai 143 TWh del 2023. Come già previsto dal PNIEC, la generazione a carbone è totalmente assente e anche per la generazione da olio combustibile si osserva una riduzione. Complessivamente, la generazione a gas scende da 115 TWh a 88 TWh, sostituendo parzialmente i combustibili fossili più inquinanti (carbone, altri prodotti petroliferi). La riduzione della generazione a gas riguarda non solo gli impianti che producono esclusivamente energia elettrica, ma anche quelli cogenerativi (cf. Box di approfondimento 2: "Evoluzione della cogenerazione").



	2023	2030
	Storico	PNIEC Policy
Fabbisogno elettrico totale	306	362
Fabbisogno elettrico puro	306	352
Consumi elettrici per produzione H2	0	10
Totale Produzione Nazionale	256	322
Totale produzione FER	113	227
Idroelettrico	38	46
Solare	31	105
Eolico	24	64
Altre FER	21	17
Overgeneration	0	-5
Totale produzione convenzionale	143	95
Gas naturale	115	88
Altro non FER	28	8
Saldo estero (import netto)	51	43
Import	55	62
Export	-3	-18
Perdite accumuli	-1	-4
Produzione accumuli	2	18
Consumo accumuli	2	22
Quota FER su fabbisogno (%)	37%	63%

Figura 21 - Scenario PNIEC Policy 2030, bilancio elettrico [TWh]

Box di approfondimento 2: Evoluzione della cogenerazione

Nel sistema elettrico di oggi la cogenerazione a gas riveste un ruolo rilevante, avendo prodotto 74,0 TWh di energia elettrica e 33,9 TWh di calore nel 2023. Tuttavia, da un approfondimento sono emerse due evidenze chiave per la costruzione degli scenari futuri:

- una quota non trascurabile del calore prodotto e contabilizzato non viene utilizzato (circa il 18-19% in base alle rilevazioni statistiche di Terna)
- alcuni impianti cogenerativi sono di fatto eserciti prevalentemente in assetto puramente elettrico, probabilmente per cogliere le opportunità derivanti dalla vendita/autoconsumo di energia elettrica anche in assenza di un fabbisogno termico.

Inoltre, gli impianti in cui il rapporto tra elettricità e calore è fortemente sbilanciato verso il primo producono circa il 30% del calore ma il 50% dell'energia elettrica proveniente dalla cogenerazione. La parte restante del calore prodotto viene fornita da impianti di cogenerazione ad alto rendimento (CAR) dove il rapporto tra elettricità e calore si avvicina ad 1.

Negli scenari futuri la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili ridurrà i volumi della produzione termoelettrica convenzionale, ivi inclusi quelli della cogenerazione. Per il 2030 si stima quindi una riduzione della produzione da impianti cogenerativi a basso rendimento, confermando al contempo il ruolo degli impianti CAR. Al 2030 la quota di calore non prodotta in assetto cogenerativo viene compensata da una forte riduzione del calore non utilizzato e da un incremento della produzione diretta di calore.

Tabella 10 - Evoluzione del bilancio di calore

	2022	2023	2030
TWh_th	Storico	Provvisorio	PNIEC Policy
Totale Produzione Calore	60,9	n/a	52,7
Produzione calore in assetto cogenerativo	56,7	50,9	43,0
Gas naturale	37,1	33,9	27,0
... di cui UPR	17,2	15,7	13,5
... di cui UPNR	20,0	18,2	13,5
Altri combustibili	19,6	16,9	16,0
Produzione diretta di calore	4,2	n/a	9,7
Calore prodotto non utilizzato	11,3	n/a	2,2
Fabbisogno di Calore	49,6	n/a	50,5

La Figura 22 mostra la copertura del fabbisogno a livello mensile nello scenario PNIEC Policy 2030 in valore assoluto (grafico a sinistra) ed in percentuale (grafico a destra). La produzione FER aumenta durante i mesi primaverili ed estivi, come risultato dell'elevata quantità di irraggiamento, comportando una diminuzione sia della generazione proveniente dal termico tradizionale sia dei flussi di import. Il mese di luglio, caratterizzato dal picco di domanda sostenuto dall'utilizzo dei condizionatori, fa eccezione: si nota infatti un aumento dell'import rispetto agli altri mesi estivi.

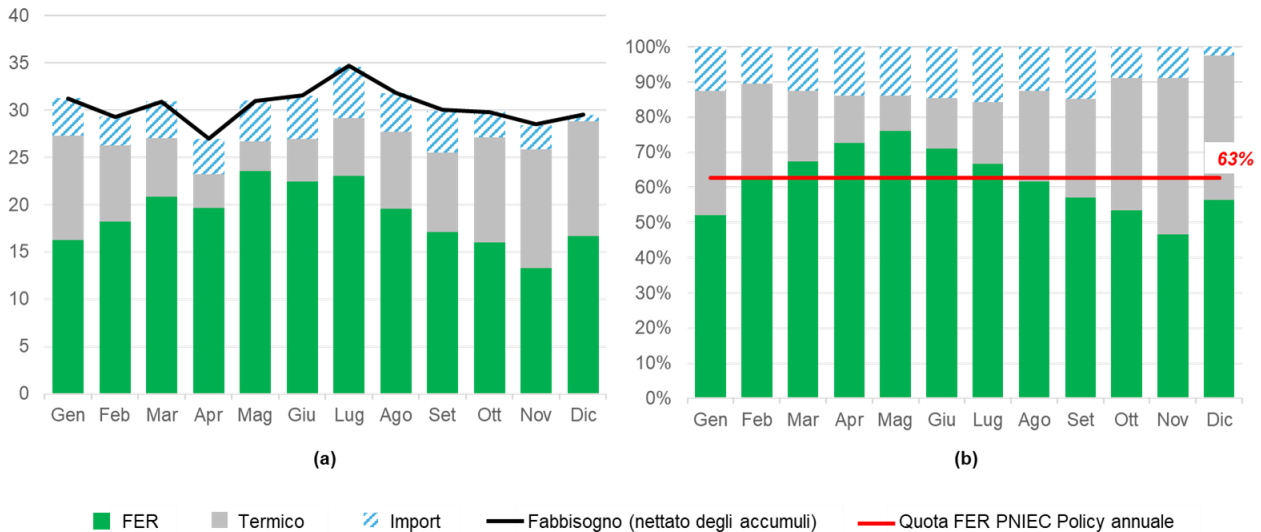


Figura 22 - PNIEC Policy 2030: a) copertura e fabbisogno mensile [TWh], b) copertura del fabbisogno mensile [%]

Nel grafico a destra (b) della Figura 22 si nota come la copertura FER sia superiore al valore annuale medio, pari al 63%, nei mesi da marzo a luglio e sia invece leggermente inferiore in tutti gli altri.

Dal bilancio mensile mostrato in Tabella 11 si nota inoltre che la produzione solare varia tra un minimo del 13% (dicembre) ed un massimo del 49% (maggio) della produzione nazionale totale; mentre quella eolica varia tra un minimo del 9% (agosto) ed un massimo del 32% (marzo).

L'import e la produzione termoelettrica presentano un minimo nei mesi primaverili, con basso carico e molta produzione solare; al contrario, nei mesi invernali, caratterizzati da un carico molto elevato sia in Italia che all'estero e bassa produzione rinnovabile, si osserva un incremento della produzione termoelettrica a gas. Relativamente ai flussi netti con i paesi confinanti, questi sono fortemente influenzati dal verificarsi di una concomitanza di eventi, ad esempio un carico mensile più elevato della media in Italia in concomitanza di un carico medio, o nella norma, in Francia comportano flussi più elevati verso l'Italia.

Per quanto riguarda la produzione di idrogeno, questa è più elevata nei mesi primaverili ed estivi quando la generazione rinnovabile è maggiore.

Tabella 11 - PNIEC Policy 2030: bilancio mensile

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Fabbisogno elettrico totale	31,2	29,1	30,6	26,6	30,5	31,2	34,3	31,5	29,7	29,6	28,3	29,3
Fabbisogno elettrico «puro»	31,0	28,3	29,5	25,5	28,8	30,0	33,4	30,7	29,0	28,8	28,0	28,9
Consumi elettrici per H2	0,2	0,7	1,1	1,1	1,6	1,2	0,9	0,9	0,7	0,8	0,3	0,4
Totale Produzione Nazionale	27,3	26,2	27,1	23,2	26,7	26,9	29,2	27,8	25,5	27,2	25,9	28,8
Totale produzione FER	16,3	18,2	20,9	19,6	23,6	22,4	23,1	19,6	17,1	16,0	13,3	16,7
<i>Idroelettrico</i>	4,1	2,9	3,0	4,5	6,4	5,3	5,1	4,2	3,0	2,3	2,5	2,9
<i>Solare</i>	4,2	6,4	9,2	10,0	13,0	12,1	13,2	11,7	8,8	7,2	4,8	3,8
<i>Eolico</i>	6,5	7,8	8,6	4,8	3,3	4,1	3,5	2,4	4,0	5,2	4,7	8,7
<i>Altre FER</i>	1,5	1,3	1,5	1,4	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,5	1,4	1,5
<i>Overgeneration</i>	0,0	0,3	1,5	1,1	0,7	0,5	0,2	0,1	0,1	0,3	0,1	0,2
Totale convenzionale	11,1	8,0	6,2	3,6	3,1	4,5	6,1	8,2	8,4	11,2	12,6	12,1
<i>Gas naturale</i>	10,4	7,4	5,6	3,0	2,5	3,9	5,5	7,5	7,8	10,5	12,0	11,4
<i>Altro non FER</i>	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7
Saldo estero (import netto)	3,9	3,1	3,9	3,8	4,3	4,6	5,4	4,0	4,4	2,7	2,5	0,7
Saldo accumuli (perdite)	0,0	-0,3	-0,3	-0,4	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2
Quota FER sul fabbisogno (%)	52%	63%	68%	74%	77%	72%	67%	62%	58%	54%	47%	57%

Evoluzione dei flussi al 2030

In Figura 23 (a) sono riportati i flussi interzonalari nello scenario PNIEC Policy 2030, che risultano essere particolarmente elevati da Sud verso Nord, e dalle due isole maggiori verso il resto della penisola, per effetto della elevata produzione rinnovabile degli impianti utility-scale localizzati in quelle aree che contribuiscono alla copertura del fabbisogno della zona Nord.

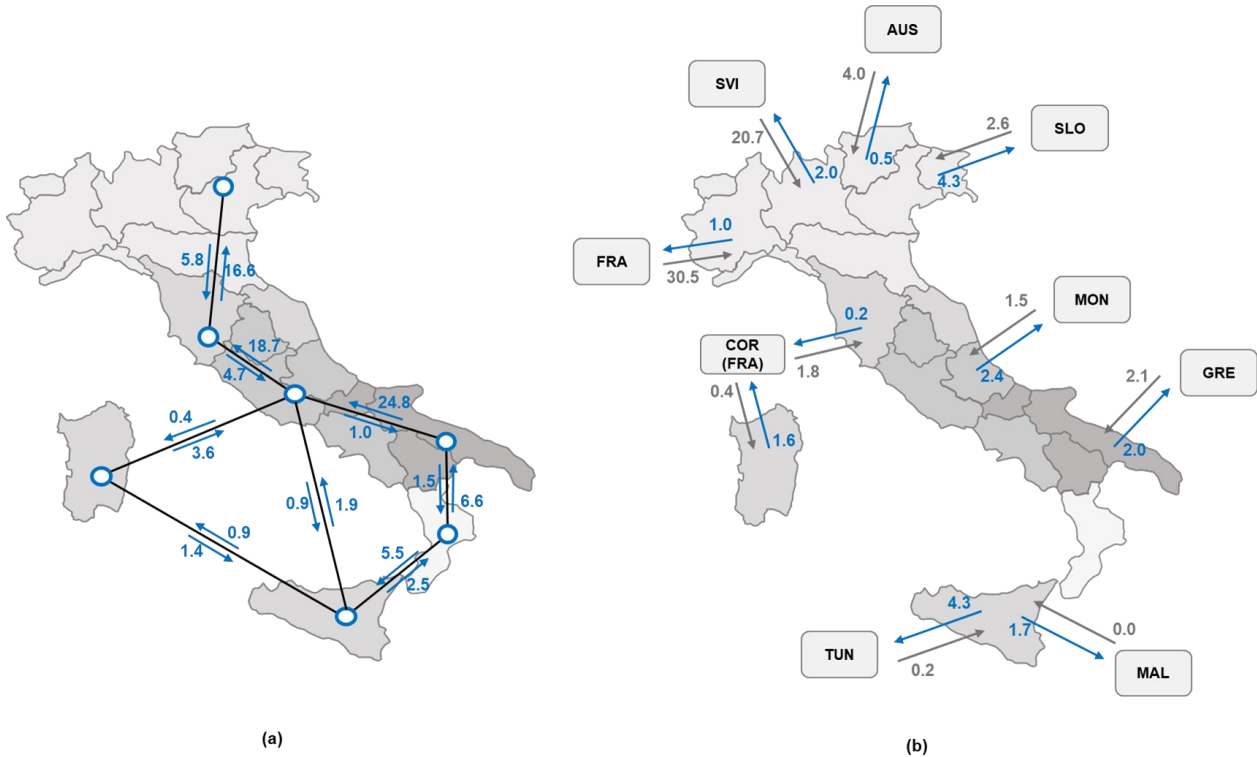


Figura 23 - Scenario PNIEC Policy 2030, a) Flussi interzonalari e b) scambi con l'estero [TWh]

L'import dai Paesi esteri è sostanzialmente in continuità con le tendenze storiche: la zona Nord, essendo la zona maggiormente interconnessa, riceve i volumi più elevati in import dall'estero, soprattutto sul versante francese, per via della presenza del nucleare, e al confine con la Svizzera, a sua volta fortemente interconnessa anche con la Germania. Questa, infatti, presenta frequentemente periodi in cui le rinnovabili superano il fabbisogno, comportando un elevato flusso verso gli altri paesi europei durante questi periodi.

Le simulazioni mostrano anche un utilizzo bidirezionale delle interconnessioni, ovvero non solo per l'importazione di energia a basso costo, ma anche per un utilizzo maggiormente flessibile delle fonti intermittenti. A fronte di una situazione di surplus di produzione rinnovabile, la capacità di interconnessione consente di "dirottare" l'eccesso verso altri Paesi che in quello stesso momento registrano una situazione opposta, massimizzando l'utilizzo di energia a emissioni climalteranti nulle. In particolare, si osserva un significativo incremento della quota di export che passa da circa 3 TWh a 19 TWh, un risultato direttamente legato all'aumento della produzione da fonti rinnovabili (Tabella 12). Tali risultati confermano il ruolo sempre più rilevante delle interconnessioni.

Tabella 12 - Variazione saldo estero: 2023 vs Scenario PNIEC Policy 2030 [TWh]

	2023	2030
Saldo estero	51	43
Import	54	62
Export	-3	-19

Considerazioni aggiuntive sui temi di market design abilitanti del sistema elettrico

Come illustrato, lo scenario PNIEC Policy 2030 prevede uno sviluppo coordinato delle seguenti tre famiglie di asset: rete di trasmissione nazionale, impianti FER e impianti di accumulo. Dal punto di vista economico-finanziario tutti questi investimenti sono equiparabili ad operazioni di natura infrastrutturale, caratterizzati quindi da elevati esborsi iniziali, costi variabili relativamente limitati e una vita utile tecnica che deve risultare compatibile con il tempo di ritorno dell'investimento stesso.

Per garantire la finanziabilità a condizioni di mercato, a costi competitivi del capitale, di FER e accumuli è fondamentale affiancare strutturalmente ai mercati spot strumenti contrattuali a medio-lungo termine. La Direttiva UE 2024/1711 e il Regolamento UE 2024/1747 sul Market Design, entrati in vigore il 16 luglio 2024, prevedono regimi di sostegno alla generazione basati su contratti per differenza (CfD), nonché la promozione di un mercato UE dei PPA. Contestualmente, a livello italiano, sono in fase di finalizzazione due strumenti di supporto per lo sviluppo delle risorse rinnovabili: il FER X e il FER 2. Nello scenario si assume quindi che le FER potranno disporre di contratti a termine sia nell'ambito delle aste bandite dal GSE sia attraverso la contrattazione bilaterale (PPA).

Lo sviluppo della nuova capacità di accumulo, necessaria per l'integrazione dell'energia rinnovabile non programmabile all'interno del sistema elettrico, sarà invece garantito dal Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE), il sistema di contrattualizzazione a termine approvato dalla Commissione Europea a dicembre 2023 (State Aid SA.104106 (2023/N)) e attualmente in fase di finalizzazione.

Analogamente, lo scenario assume una progressiva evoluzione della struttura del mercato dei servizi, in linea con le disposizioni previste dal Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), approvato da ARERA mediante Delibera 304/2024/R/eel. In particolare, il TIDE prevede la partecipazione strutturale di tutte le risorse potenzialmente idonee, incluse le rinnovabili e le unità di consumo, singolarmente o in forma aggregata, alla fornitura di servizi di dispacciamento. Le disposizioni contenute nel TIDE, che entrerà in vigore progressivamente a partire dal primo gennaio 2025, sono attualmente in fase di recepimento da parte di Terna all'interno del nuovo Codice di Rete.

Sarà infine necessario monitorare puntualmente l'effettiva entrata in esercizio della nuova capacità programmabile aggiudicataria di contratti a termine nell'ambito delle aste del Capacity Market (cf. Decreto MASE n. 180 del 9 maggio 2024). Tale analisi sarà finalizzata all'identificazione di possibili residue criticità connesse alla adeguatezza del sistema. A tal proposito, si sottolinea come lo strumento del Capacity Market sia oramai considerato, all'interno del nuovo market design, come una misura strutturale, e non più transitoria, intesa ad assicurare il conseguimento del livello necessario di adeguatezza delle risorse.

7.2.2 Scenari 2030-35-40 a confronto

Di seguito si presenta il confronto di tutti gli scenari sviluppati nell'ambito di questo documento, con particolare riferimento a:

1. capacità installata delle risorse;
2. capacità di scambio fra le aree di mercato;
3. bilanci del sistema elettrico;
4. flussi interzonal e alla frontiera.

Rispetto al punto 1 si precisa che le risorse FER, accumuli ed elettrolizzatori sono interessate dalle variazioni maggiori sia fra i diversi anni orizzonte considerati (2030, 2035 e 2040), sia fra i diversi scenari (PNIEC Policy, PNIEC Slow, DE-IT e GA-IT).

Pertanto, nelle sezioni successive si riportano confronti dettagliati per queste tre risorse, mentre per le restanti tecnologie dello scenario si riportano di seguito alcune considerazioni sintetiche, valide per tutti gli scenari:

- **capacità termoelettrica a gas:** tutti gli scenari presentati in questo documento interiorizzano il completo phase-out della capacità a carbone e considerano gli esiti delle aste del Capacity Market 2022, 2023, 2024 e 2025 in termini di riconversione di impianti esistenti e sviluppo di nuovi impianti. Nessuna ipotesi è invece stata formulata sulla possibile dismissione di una parte della capacità di generazione a gas. Ciò non significa che non sarà possibile dismettere parte di tale capacità; più semplicemente le analisi di adeguatezza esulano dagli obiettivi del presente documento e – ciò detto – la eventuale presenza di capacità di generazione in eccesso nei modelli non comporta alcuna differenza nei risultati (gli impianti in esubero semplicemente non vengono attivati nelle simulazioni);
- **capacità idroelettrica:** è considerata costante rispetto al valore attuale;
- **altra capacità termoelettrica** (es.: carbone, prodotti petroliferi, rifiuti, ...): è considerata in riduzione per effetto del coal phase-out e della riduzione dell'uso di prodotti petroliferi nel settore della generazione elettrica;
- **altra capacità rinnovabile** (es.: biomassa, geotermico, ...): nel complesso è considerata in leggera riduzione rispetto ai valori attuali.

Capacità installata FER

Alla luce dei target previsti dai pacchetti legislativi descritti nel capitolo 4, la capacità installata del parco di generazione rinnovabile italiano è prevista in forte aumento in tutti gli scenari elaborati (Figura 24).

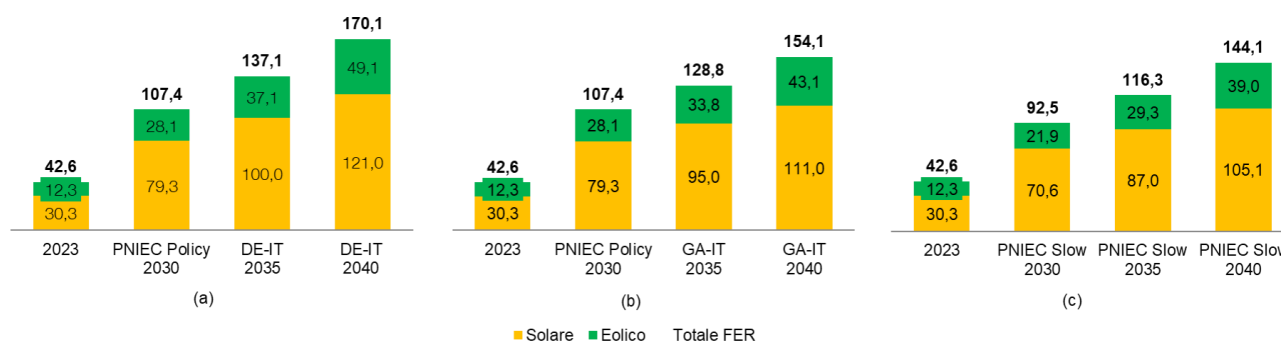


Figura 24 – Capacità FER negli scenari Distributed Energy Italia (a), Global Ambition Italia (b) e PNIEC Slow (c) [GW]

Al 2030 la capacità FER cresce, rispetto al 2023, fra i +64,8 GW (PNIEC Policy) e + 49,9 GW (PNIEC Slow), mentre al 2040 questa stessa crescita si porta fra i +126,5 GW (DE-IT) e i +101,5 GW (PNIEC Slow). Il principale contributo alla crescita delle FER è dato dalla tecnologia solare che raggiunge i 79,3 GW al 2030 (PNIEC Policy) e i 121 GW al 2040 (DE-IT).

Per quanto riguarda la tecnologia eolica, il contributo maggiore (Tabella 13) è dato dagli impianti onshore che registrano, rispetto al 2023, un aumento al 2030 compreso fra i +13,7 GW (PNIEC Policy) e i +8,4 GW (PNIEC Slow), mentre al 2040 tale aumento oscilla fra i +21,7 GW (DE-IT) e i +16,7 GW (PNIEC Slow).

Tabella 13 – Capacità FER [GW]

	2023	2030		2035			2040		
	Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Solare	30,3	79,3	70,6	100,0	95,0	87,0	121,0	111,0	105,1
<i>Eolico onshore</i>	12,3	26,0	20,7	30,0	28,0	25,0	34,0	31,0	29,0
<i>Eolico offshore</i>	-	2,1	1,2	7,1	5,8	4,3	15,1	12,1	10,0
Totale	42,6	107,4	92,5	137,1	128,8	116,3	170,1	154,1	144,1

La distribuzione fra le zone di mercato considerata, al 2030, è coerente con quanto previsto dal DM Aree Idonee (giu-2024), mentre su orizzonti temporali più distanti (2035 e 2040) la ripartizione riflette maggiormente le richieste di connessione ricevute da Terna (Figura 25).

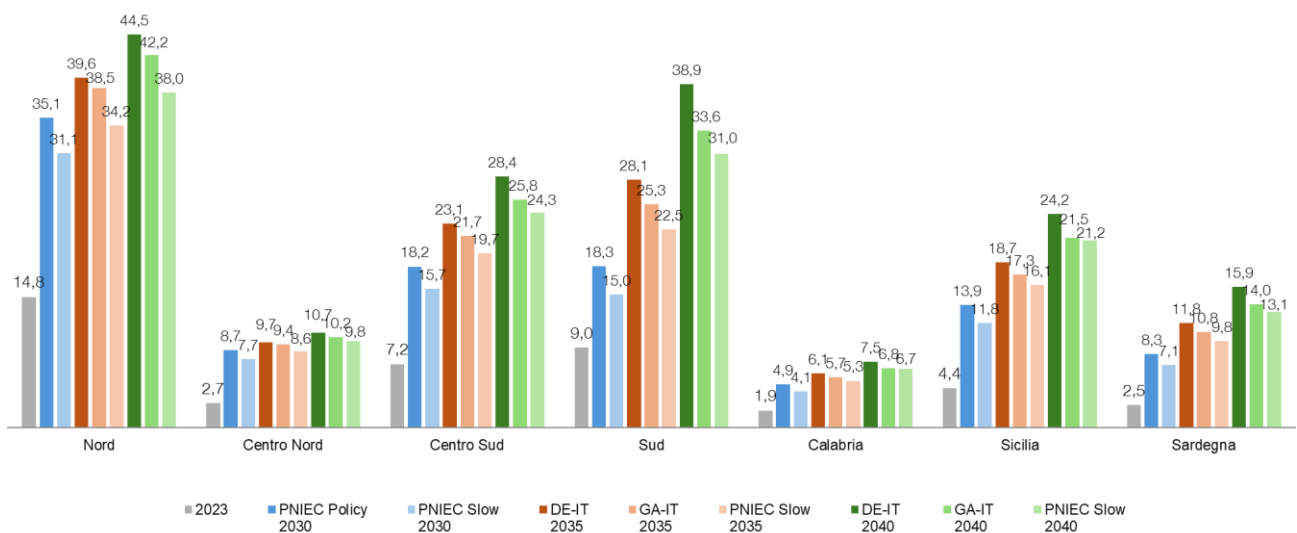


Figura 25 – Capacità FER, distribuzione zonale [GW]

Entrando più nel dettaglio delle specifiche tecnologie, si osserva una generale e forte crescita del solare (Figura 26 e Tabella 14) in tutte le zone (in linea con quanto osservato negli ultimi anni), con le regioni del Nord interessate prevalentemente dallo sviluppo del fotovoltaico di piccola taglia (Distribuito) rispetto alle regioni del Sud, dove ci si aspetta invece un incremento della capacità solare di grande taglia (in funzione anche di una producibilità della fonte potenzialmente maggiore).

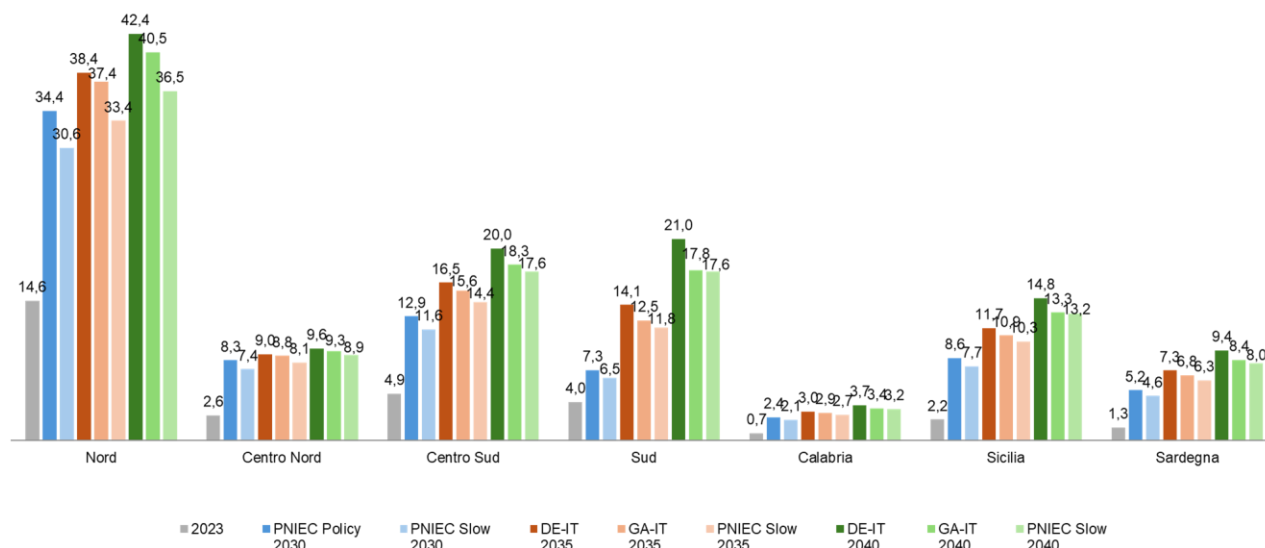


Figura 26 - Evoluzione della ripartizione zonale degli impianti fotovoltaici [GW]

Tabella 14 – Capacità solare [GW], dettaglio zonale

		2023	2030		2035			2040		
		Storico ⁴²	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Nord	Distribuito	9,2	21,4	20,3	23,3	24,6	21,9	25,1	26,1	23,6
	Utility	5,4	13,0	10,3	15,1	12,8	11,4	17,3	14,4	12,9
	Totale	14,6	34,4	30,6	38,4	37,4	33,4	42,4	40,5	36,5
Centro Nord	Distribuito	0,9	2,8	2,5	3,0	3,0	2,7	3,3	3,1	3,0
	Utility	1,7	5,5	4,9	5,9	5,9	5,4	6,3	6,2	5,9
	Totale	2,6	8,3	7,4	9,0	8,8	8,1	9,6	9,3	8,9
Centro Sud	Distribuito	1,5	3,7	3,4	4,6	4,5	4,2	5,5	5,2	5,1
	Utility	3,4	9,2	8,2	11,9	11,1	10,3	14,6	13,2	12,5
	Totale	4,9	12,9	11,6	16,5	15,6	14,4	20,0	18,3	17,6
Sud	Distribuito	0,7	1,0	1,0	1,4	1,5	1,4	1,7	1,7	1,6
	Utility	3,3	6,3	5,5	12,8	11,1	10,4	19,3	16,0	16,0
	Totale	4,0	7,3	6,5	14,1	12,5	11,8	21,0	17,8	17,6
Calabria	Distribuito	0,3	0,8	0,8	1,0	1,1	1,0	1,1	1,2	1,1
	Utility	0,4	1,6	1,3	2,0	1,8	1,7	2,5	2,2	2,2
	Totale	0,7	2,4	2,1	3,0	2,9	2,7	3,7	3,4	3,2
Sicilia	Distribuito	0,6	2,1	2,1	2,7	2,8	2,6	3,3	3,3	3,2
	Utility	1,5	6,5	5,6	9,0	8,1	7,7	11,5	10,1	10,1
	Totale	2,2	8,6	7,7	11,7	10,9	10,3	14,8	13,3	13,2
Sardegna	Distribuito	0,4	1,1	1,1	1,4	1,5	1,4	1,7	1,8	1,6
	Utility	1,0	4,1	3,5	5,9	5,3	4,9	7,7	6,6	6,4
	Totale	1,3	5,2	4,6	7,3	6,8	6,3	9,4	8,4	8,0
Totale	Distribuito	13,5	33,0	31,2	37,4	38,9	35,2	41,7	42,4	39,2
	Utility	16,7	46,2	39,4	62,6	56,1	51,8	79,3	68,6	65,9
	Totale	30,3	79,3	70,6	100,0	95,0	87,0	121,0	111,0	105,1

Per quanto riguarda l'eolico, la maggior parte della nuova capacità è attesa al Sud e nelle isole, con una quota rilevante anche al Centro Sud. A differenza del solare, infatti, le zone del Nord e Centro Nord hanno bassa potenzialità per lo sviluppo dell'eolico, sia per la scarsa ventosità in linea generale

⁴² Per il 2023 si considerano solare distribuito gli impianti connessi in bassa tensione e gli impianti con potenza minore di 200 kW.

sia per la limitatezza geografica delle zone che potrebbero avere sufficiente vento (Figura 27 e Tabella 15).

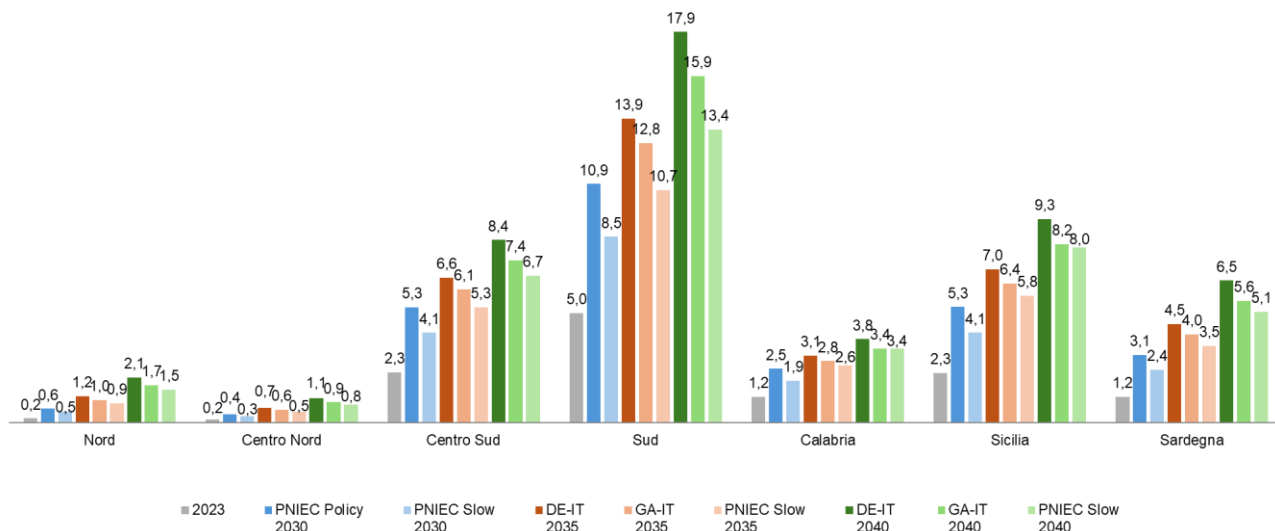


Figura 27 - Evoluzione della ripartizione zonale degli impianti eolici [GW]

L'eolico offshore è quasi unicamente sviluppato al Sud ed intorno alle due isole maggiori dove le ore di producibilità medie sono più alte.

Tabella 15 - Capacità eolica [GW], dettaglio zonale

		2023	2030		2035			2040		
		Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Nord	Onshore	0,2	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,6
	Offshore	0,0	0,2	0,1	0,7	0,6	0,4	1,5	1,2	1,0
	Totale	0,2	0,6	0,5	1,2	1,0	0,9	2,1	1,7	1,5
Centro Nord	Onshore	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3
	Offshore	0,0	0,1	0,1	0,4	0,3	0,2	0,8	0,6	0,5
	Totale	0,2	0,4	0,3	0,7	0,6	0,5	1,1	0,9	0,8
Centro Sud	Onshore	2,3	5,3	4,1	6,0	5,7	4,9	6,8	6,2	5,6
	Offshore	0,0	0,0	0,0	0,6	0,4	0,4	1,6	1,2	1,1
	Totale	2,3	5,3	4,1	6,6	6,1	5,3	8,4	7,4	6,7
Sud	Onshore	5,0	10,3	8,1	11,8	11,0	9,4	13,2	12,1	10,7
	Offshore	0,0	0,6	0,4	2,2	1,8	1,2	4,7	3,7	2,8
	Totale	5,0	10,9	8,5	13,9	12,8	10,7	17,9	15,9	13,4
Calabria	Onshore	1,2	2,5	1,9	2,9	2,7	2,5	3,3	3,0	3,0
	Offshore	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,6	0,4	0,4
	Totale	1,2	2,5	1,9	3,1	2,8	2,6	3,8	3,4	3,4
Sicilia	Onshore	2,3	4,7	3,8	5,5	5,1	4,8	6,3	5,7	5,7
	Offshore	0,0	0,6	0,3	1,5	1,3	1,0	3,0	2,5	2,3
	Totale	2,3	5,3	4,1	7,0	6,4	5,8	9,3	8,2	8,0
Sardegna	Onshore	1,2	2,5	2,1	3,0	2,8	2,6	3,5	3,1	3,1
	Offshore	0,0	0,6	0,3	1,5	1,3	0,9	3,0	2,5	2,0
	Totale	1,2	3,1	2,4	4,5	4,0	3,5	6,5	5,6	5,1
Totale	Onshore	12,3	26,0	20,7	30,0	28,0	25,0	34,0	31,0	29,0
	Offshore	0,0	2,1	1,2	7,1	5,8	4,3	15,1	12,1	10,0
	Totale	12,3	28,1	21,9	37,1	33,8	29,3	49,1	43,1	39,0

Capacità energetica degli accumuli

Come già descritto in precedenza, i nuovi sistemi di accumulo includono sia soluzioni "utility-scale" (idroelectriche di pompaggio o batterie elettrochimiche con un rapporto energia/potenza piuttosto

elevato pari a 8 ore) sia soluzioni “small-scale”: batterie elettrochimiche a rapporto energia/potenza di 2-4 ore pensate per affiancare lo sviluppo del solare fotovoltaico di piccola taglia.

La Figura 28 riporta l'evoluzione complessiva degli accumuli. La capacità di accumulo cresce, coerentemente con le FER, in tutti gli scenari considerati e arriva a raggiungere valori compresi fra i 71,5 GWh (PNIEC Policy) e i 44,7 GWh (PNIEC Slow) al 2030, e fra i 166,5 GWh (DE-IT) e i 117 GWh (PNIEC Slow).

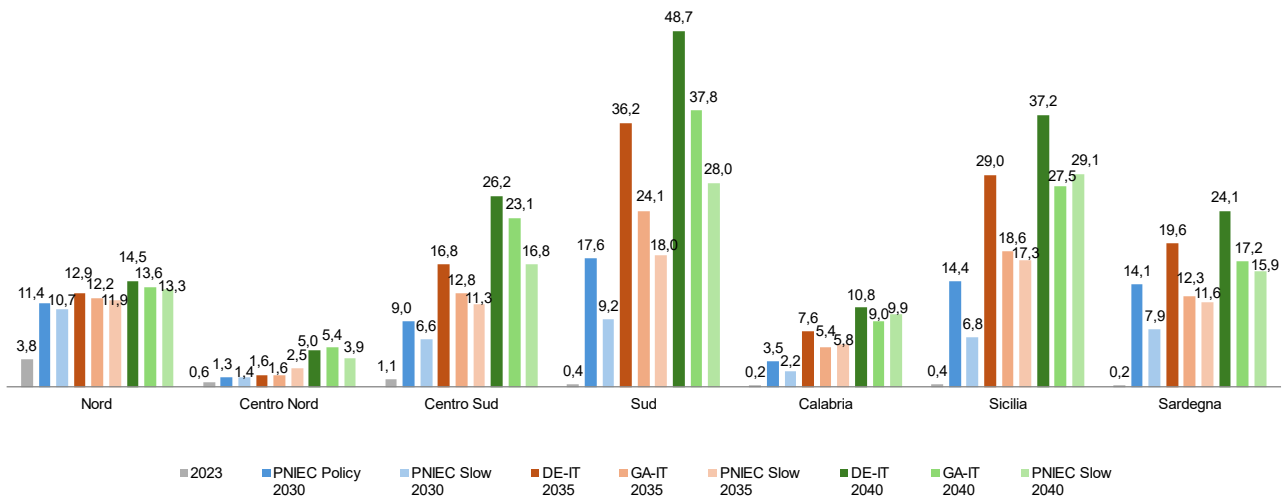


Figura 28 - Evoluzione della capacità energetica degli accumuli (al netto dei pompaggi esistenti) [GWh]

L'incremento di capacità maggiore è sempre concentrato al Sud, trainato principalmente da impianti di tipo “utility”, mentre al Nord, la nuova capacità installata è relativa ad impianti small scale (Tabella 16).

Tabella 16 - Capacità accumulo [GWh], dettaglio zonale (al netto dei pompaggi esistenti)

		2023	2030		2035			2040		
		Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Nord	Small Scale	3,8	8,4	7,6	9,8	9,1	8,8	11,4	10,6	10,3
	Utility Scale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	CM	0,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
	Totale	3,8	11,4	10,7	12,9	12,2	11,9	14,5	13,6	13,3
Centro Nord	Small Scale	0,6	1,2	1,3	1,5	1,5	1,5	1,7	1,8	1,7
	Utility Scale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	3,2	3,5	2,1
	CM	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Totale	0,6	1,3	1,4	1,6	1,6	2,5	5,0	5,4	3,9
Centro Sud	Small Scale	1,1	2,1	2,0	2,3	2,3	2,3	2,9	2,9	2,7
	Utility Scale	0,0	6,0	3,6	13,5	9,6	8,1	22,3	19,3	13,2
	CM	0,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	Totale	1,1	9,0	6,6	16,8	12,8	11,3	26,2	23,1	16,8
Sud	Small Scale	0,4	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,9	0,9	0,8
	Utility Scale	0,0	16,8	8,4	35,3	23,2	17,2	47,7	36,8	27,0
	CM	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Totale	0,4	17,6	9,2	36,2	24,1	18,0	48,7	37,8	28,0
Calabria	Small Scale	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4
	Utility Scale	0,0	3,2	1,8	7,2	5,0	5,4	10,4	8,5	9,5
	CM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Totale	0,2	3,5	2,2	7,6	5,4	5,8	10,8	9,0	9,9
Sicilia	Small Scale	0,4	0,8	0,8	0,9	1,0	0,9	1,1	1,1	1,1
	Utility Scale	0,0	13,6	6,0	28,1	17,6	16,4	36,1	26,4	28,1
	CM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Totale	0,4	14,4	6,8	29,0	18,6	17,3	37,2	27,5	29,1
Sardegna	Small Scale	0,2	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
	Utility Scale	0,0	10,4	4,2	15,9	8,6	7,9	20,3	13,4	12,1
	CM	0,0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
	Totale	0,2	14,1	7,9	19,6	12,3	11,6	24,1	17,2	15,9
Totale	Small Scale	6,6	14,0	13,3	16,2	15,6	15,1	19,1	18,2	17,5
	Utility Scale	0,0	50,0	24,0	100,0	64,0	56,0	140,0	108,0	92,0
	CM	0,0	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
	Totale	6,6	71,5	44,7	123,7	87,0	78,6	166,5	133,6	117,0

Capacità installata di elettrolizzatori

Gli elettrolizzatori rappresentano un altro elemento comune a tutti gli scenari descritti in questo documento. In generale gli elettrolizzatori vengono modellizzati come carichi elettrici che si attivano in presenza di un prezzo dell'energia elettrica basso, per produrre idrogeno. Tale combustibile è quindi destinato ad essere utilizzato per la decarbonizzazione dei settori dove è più difficile la riduzione delle emissioni, tra i quali, i trasporti e i cosiddetti settori hard-to-abate in cui un uso diretto dell'energia elettrica non è tecnicamente o economicamente conveniente.

Al 2030 lo scenario prevede lo sviluppo di nuovi elettrolizzatori collegati alla rete elettrica compreso fra i 3 GW (PNIEC Policy) e gli 1,8 GW (PNIEC Slow), mentre al 2040 si è ipotizzato uno sviluppo maggiormente sostenuto che arriva a un massimo di 7,4 GW (DE-IT e GA-IT) e un minimo di 5,3 GW (PNIEC Slow) (Figura 29).

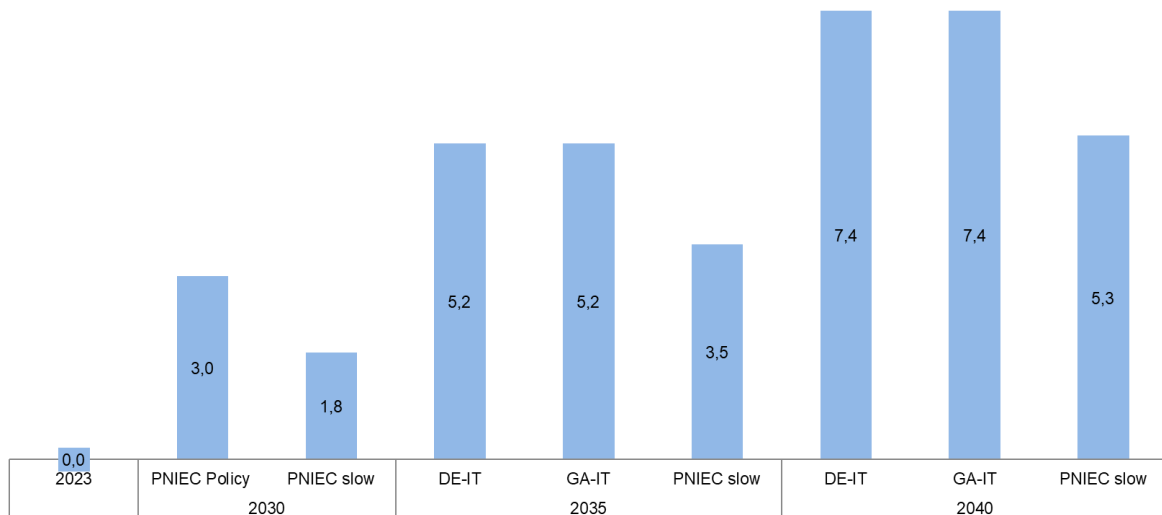


Figura 29 - Evoluzione della capacità degli elettrolizzatori negli scenari [GW_e]

In attesa di avere una maggiore chiarezza sia sulle iniziative progettuali in corso sia su quale sarà il market design che abiliterà l'idrogeno, la distribuzione zonale della nuova capacità degli elettrolizzatori è definita in ragione della distribuzione dei settori di consumo dell'idrogeno (hard to abate) e delle FER (Figura 30).

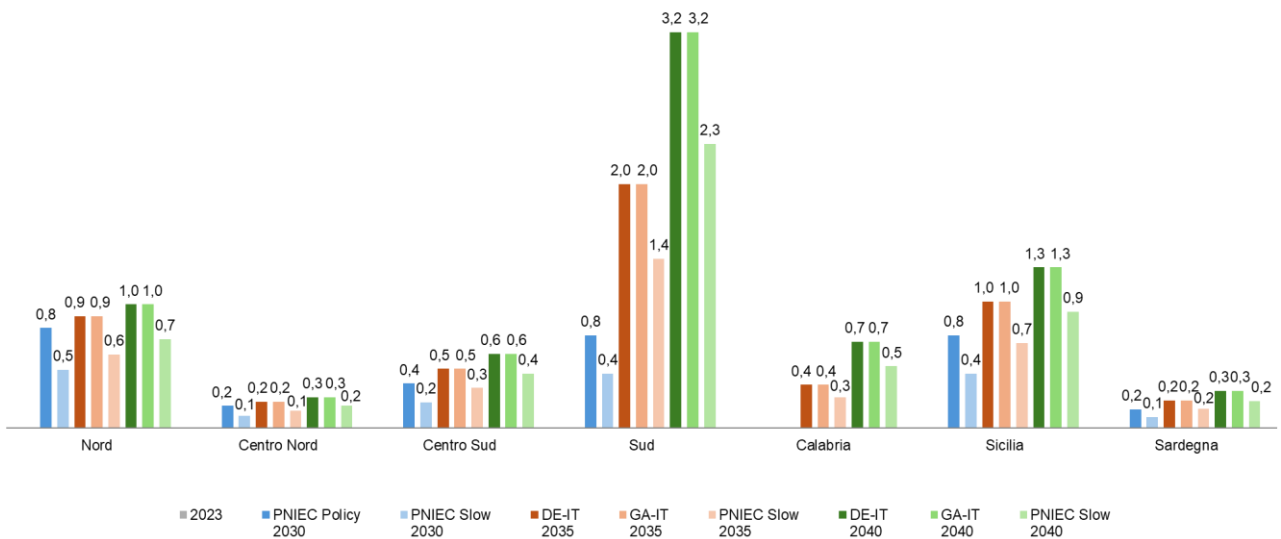


Figura 30 - Evoluzione della capacità zonale degli elettrolizzatori negli scenari [GW_e]

Bilanci elettrici al 2030-35-40

Il grafico in Figura 31 riporta l'evoluzione attesa del mix di generazione per gli scenari predisposti a confronto con l'anno 2023.

Il mix di generazione evolve in maniera significativa nell'intervallo di analisi:

- al **2030** si nota già un forte incremento del contributo FER in particolare della tecnologia solare. La produzione rinnovabile al 2030 copre dal 63% al 58% del fabbisogno a seconda che ci si riferisca allo scenario PNIEC Policy o PNIEC Slow. Il grafico mostra una riduzione della produzione termoelettrica, in particolare, la quota "Altro non FER" si riduce sensibilmente per via della completa dismissione del carbone e la riduzione dell'utilizzo dell'olio combustibile. La quota di produzione a gas si riduce per via degli obiettivi di decarbonizzazione e di sviluppo delle FER;
- al **2040** la produzione rinnovabile degli scenari di sviluppo, DE-IT e GA-IT, copre rispettivamente il 76% e il 74% del fabbisogno totale, mentre nello scenario PNIEC Slow la quota rinnovabile raggiunge il 73% del fabbisogno. La produzione termica convenzionale risulta in ulteriore decrescita rispetto agli scenari al 2030.

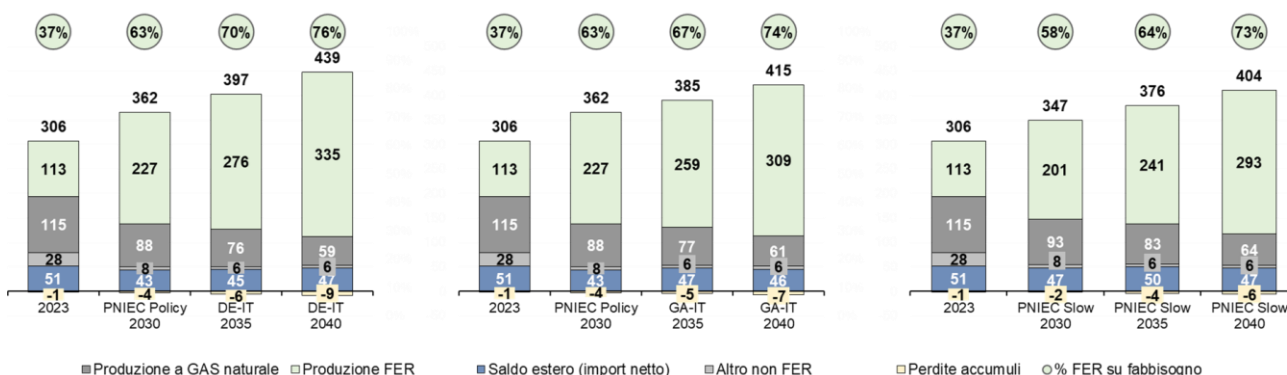


Figura 31 – Copertura della domanda al 2030-35-40 [TWh]

Tutti gli scenari (Tabella 17) evidenziano un ruolo via via crescente della generazione FER nel sistema elettrico italiano, fino a diventare la quota maggioritaria già a partire dal 2030 (67-70% della generazione totale nazionale, a seconda dello scenario che si considera).

Tabella 17 – Contributo FER al 2030-35-40

	2023	2030		2035			2040		
	Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
% FER su fabbisogno	37%	63%	58%	70%	67%	64%	76%	74%	73%
% FER su produzione	44%	70%	67%	77%	76%	73%	84%	80%	81%

Allo stesso tempo, però, si può riscontrare (Tabella 18) come gli scenari di sviluppo al 2040 (DE-IT e GA-IT soprattutto) mostrino valori di overgeneration piuttosto elevati.

Tali valori sono conseguenza delle assunzioni effettuate, ed è ragionevole ipotizzare una rivalutazione, in futuro, in particolare della capacità di accumulo considerata al fine di integrare in modo efficiente gli ulteriori volumi di FER attesi nel quinquennio 2035-2040. Tali valutazioni potranno

essere maggiormente precise e complete anche in esito alle prime aste MACSE previste nei prossimi anni.

Per quanto riguarda la produzione termoelettrica, invece, oltre a quanto già descritto in 7.2.1 si riscontra in tutti gli scenari:

- una ulteriore riduzione dell'utilizzo del gas naturale nella generazione elettrica;
- una diminuzione della produzione da altre fonti non FER (es. olio, gas di processo) che scende a 6 TWh negli scenari di sviluppo al 2040.

Tabella 18 – Scenari DDS 2024, bilancio elettrico [TWh]

	2023	2030		2035			2040		
	Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Fabbisogno elettrico totale	306	362	347	397	385	376	439	415	404
<i>Fabbisogno elettrico puro</i>	306	352	341	378	366	363	412	388	385
<i>Consumi elettrici per prod. H2</i>	0	10	6	19	19	13	28	28	20
Totale Produzione Nazionale	256	322	301	358	343	330	400	377	363
Totale produzione FER	113	227	201	276	259	241	336	309	293
<i>Idroelettrico</i>	38	46	46	46	46	46	46	46	46
<i>Solare</i>	31	105	92	136	127	116	168	151	144
<i>Eolico</i>	24	64	49	88	79	69	121	105	95
<i>Altre FER</i>	21	17	17	17	17	17	17	17	17
<i>Overgeneration</i>	0	-5	-3	-12	-10	-7	-16	-10	-8
Totale produzione convenzionale	143	95	101	82	83	89	65	67	70
<i>Gas naturale</i>	115	88	93	76	77	83	59	61	64
<i>Altro non FER</i>	28	8	8	6	6	6	6	6	6
Saldo estero (import netto)	51	43	47	45	47	50	47	46	47
Perdite accumulati	-1	-4	-3	-6	-5	-5	-9	-7	-6

Evoluzione dei flussi al 2030-35-40

Nel 2023 lo scambio netto di import/export di energia elettrica tra Italia e Paesi limitrofi si è attestato a 51 TWh. Come diretta conseguenza dell'obiettivo europeo di integrazione dei mercati e del conseguimento dei target di decarbonizzazione, il saldo import/export futuro delle zone di mercato italiane sarà influenzato dall'evoluzione dei sistemi energetici e del mix produttivo dei Paesi ad esse connesse, nonché dalla differenza di costo variabile degli impianti termoelettrici. Nella Tabella 19 sono riportati i valori di saldo import ed export transfrontaliero per gli anni target e gli scenari analizzati.

Tabella 19 – Saldo import/export del sistema elettrico [TWh]

	2023	2030		2035			2040		
	Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Austria	1	3	4	4	4	4	6	6	6
Svizzera	20	19	19	25	25	25	27	25	25
Francia	18	29	29	27	27	28	31	28	29
Grecia	1	0	1	0	1	1	-3	-2	-1
Montenegro	4	-1	0	-1	-1	0	-3	-2	-2
Slovenia	6	-2	-1	-2	-1	-1	-3	-3	-3
Malta	-1	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Tunisia	-	-4	-4	-5	-5	-5	-5	-5	-5
TOTALE	51	43	47	45	47	50	47	46	47

Si osserva come, sebbene ci sia una moderata riduzione rispetto al valore del 2023, l'Italia si conferma negli scenari considerati un Paese importatore. In particolare, nei confronti dei Paesi della frontiera Nord – Nord Ovest, quindi Francia, Svizzera e Austria, mentre potrebbe variare la tendenza nei confronti della frontiera Nord Est (Slovenia) ed Est (Montenegro e su orizzonti di più lungo termine con la Grecia). Permane invece complessivamente esportatrice verso le aree più a Sud (Malta e Tunisia).

Questi numeri supportano una visione delle interconnessioni con i Paesi limitrofi come strumento maggiormente dinamico nel futuro, a supporto dell'adeguatezza e della sicurezza dell'intero sistema Europeo e no, favorendo lo scambio efficiente di risorse tra i Paesi interconnessi.

Per la Tunisia, i flussi sono allineati alle ipotesi degli scenari ENTSOs. La generazione e il carico di Malta sono modellati in coerenza agli altri paesi ENTSOs e pertanto i flussi sono un esito della simulazione.

Analizzando i corrispondenti flussi interzonal per il 2030 (cf. Figura 32), si osserva un aumento dei transiti da Sud verso Nord nello scenario PNIEC Policy, rispetto al PNIEC Slow, coerente con il maggiore contributo della generazione FER localizzata proprio nelle aree meridionali del Paese. L'effetto analogo è visibile per gli scambi delle due isole maggiori verso l'Italia continentale.

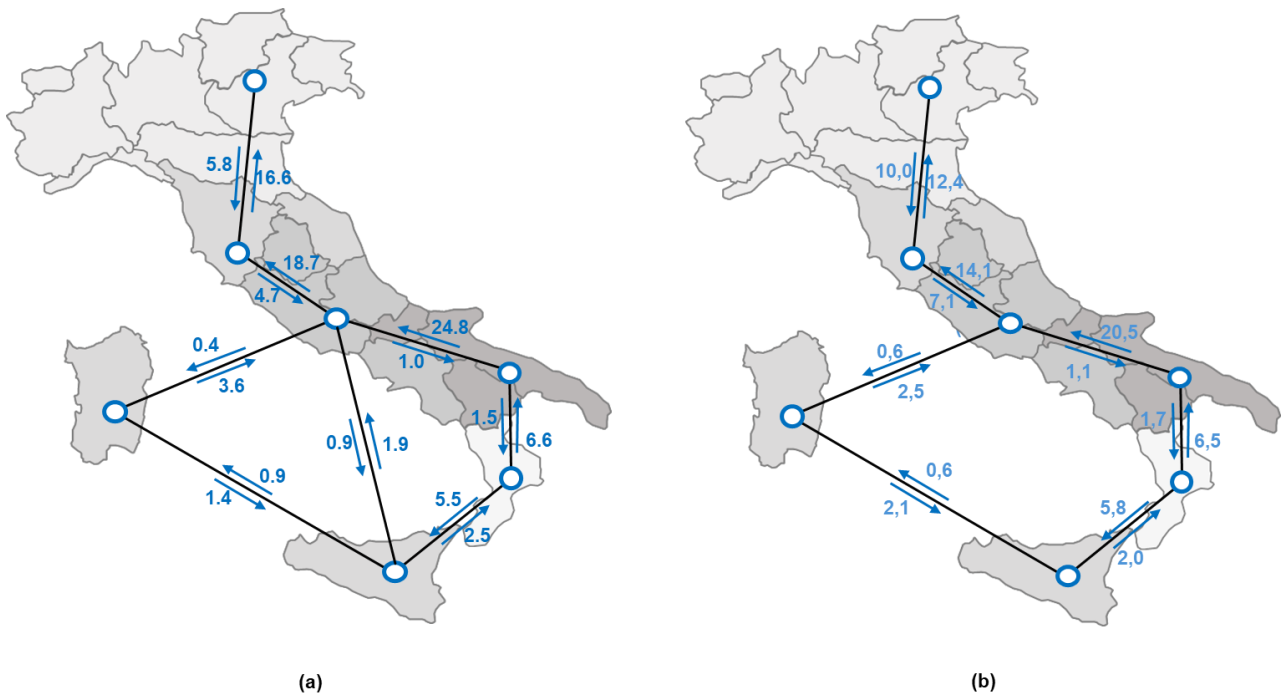


Figura 32 - Flussi interzonalii [TWh]: a) PNIEC Policy 2030, b) PNIEC Slow 2030

L'aumento del transito di energia da Sud verso Nord e dalle due isole maggiori è riscontrabile anche negli scenari 2040 ed è tanto maggiore tanto più è rilevante la penetrazione delle FER nello scenario (Figura 33).

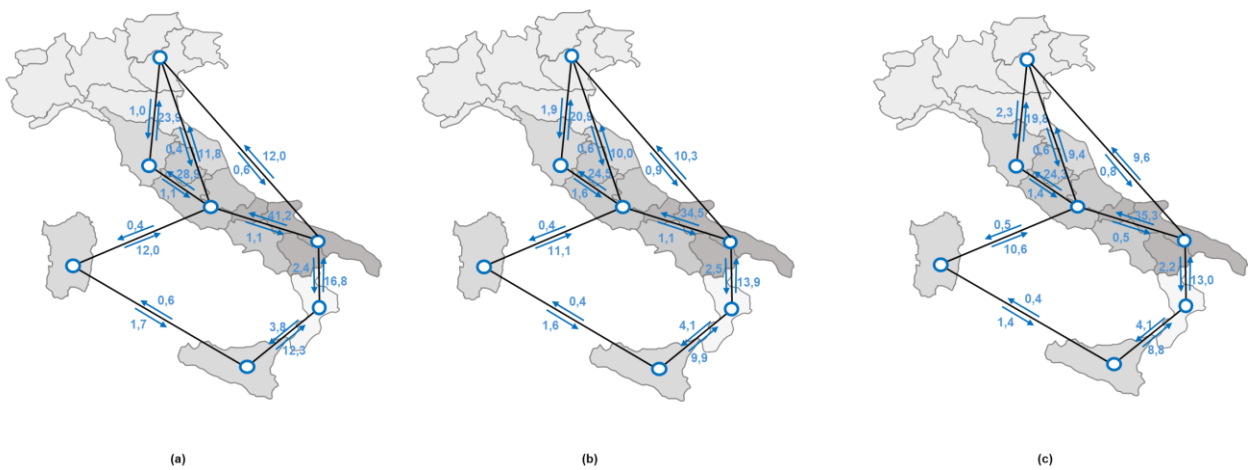


Figura 33 - Flussi interzonalii [TWh]: a) DE-IT 2040, b) GA-IT 2040, c) PNIEC Slow 2040

7.2.3 Approfondimenti modellistici sugli scenari

Funzionamento degli impianti termici a gas

In un contesto di alta penetrazione di fonti rinnovabili, le risorse import e termoelettrico sono utilizzate per coprire il fabbisogno elettrico nelle ore in cui c'è carenza di rinnovabili (prodotta o precedentemente accumulata) oppure per garantire riserva a salire/scendere nel mercato del dispacciamento, in sinergia con le altre risorse.

Di seguito è presentata un'analisi del funzionamento degli impianti termici a gas nello scenario 2040 GA-IT. La Figura 34 mostra le ore di utilizzo di questi impianti al 2040 e per gli anni storici⁴³ in relazione alla capacità cumulata. Nel 2040 i primi 10 GW di capacità registra poco più di 3000 ore di utilizzo, mentre i dati storici mostrano che le ore di utilizzo dei primi di 10 GW sono superiori a 4000 ore.

Al crescere della capacità cumulata, le ore equivalenti si abbassano notevolmente: solo circa i primi 20 GW superano le 1000 ore equivalenti nel 2040, mentre lo storico presenta oltre 30 GW di capacità con più di 1000 ore di funzionamento. Si nota inoltre una quota significativa di impianti con ore di utilizzo nulle o quasi nulle nella simulazione del 2040, suggerendo che alcuni impianti potrebbero essere necessari solo per specifiche esigenze di adeguatezza.

Tuttavia, è importante ricordare che le analisi del 2040 sono state condotte su un anno climatico medio, non catturando situazioni di elevato carico e bassa produzione da fonti rinnovabili. Gli approfondimenti probabilistici necessari per analizzare la capacità termica minima necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema non sono oggetto del presente documento.

In generale, agli impianti termoelettrici a gas dovrà essere garantita una capacità di prelievo gas adeguata anche per il loro funzionamento intermittente, richiedendo alla rete del gas crescenti prestazioni di flessibilità.

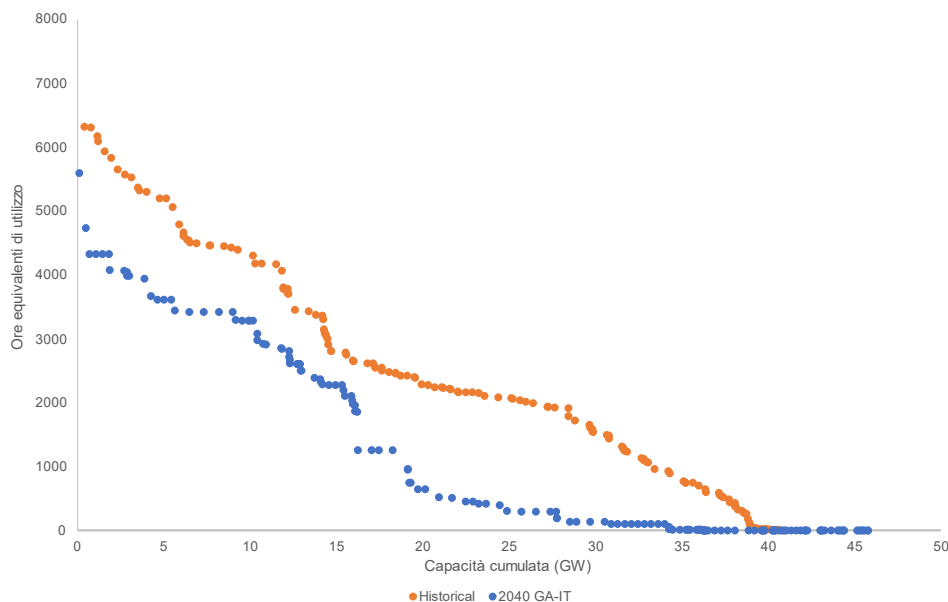


Figura 34 – Ore equivalenti di utilizzo per la capacità cumulata termoelettrica a gas

⁴³ Media degli esiti MGP degli anni 2020-2023

Funzionamento degli accumuli elettrochimici

All'elevata penetrazione delle tecnologie rinnovabili non programmabili quali eolico e solare è associato, come già riportato in diversi capitoli del documento, un aumento della capacità di accumulo che ne permette un recupero della generazione in esubero e una miglior gestione a livello di sistema.

La variabilità del carico residuo (che in questa analisi è stato calcolato come differenza tra il fabbisogno di elettricità e la produzione solare ed eolica) permette di quantificare il fabbisogno di flessibilità del sistema.

Come illustrato in Figura 35, che si riferisce al mese di maggio, il carico residuo sarà molto più variabile nell'arco della giornata nel 2030 e nel 2040 rispetto al 2023: tale fenomeno risulta particolarmente accentuato nei mesi estivi e primaverili, quando l'elevato irraggiamento solare nelle ore centrali della giornata comporta un eccesso strutturale di produzione solare rispetto al fabbisogno di elettricità.

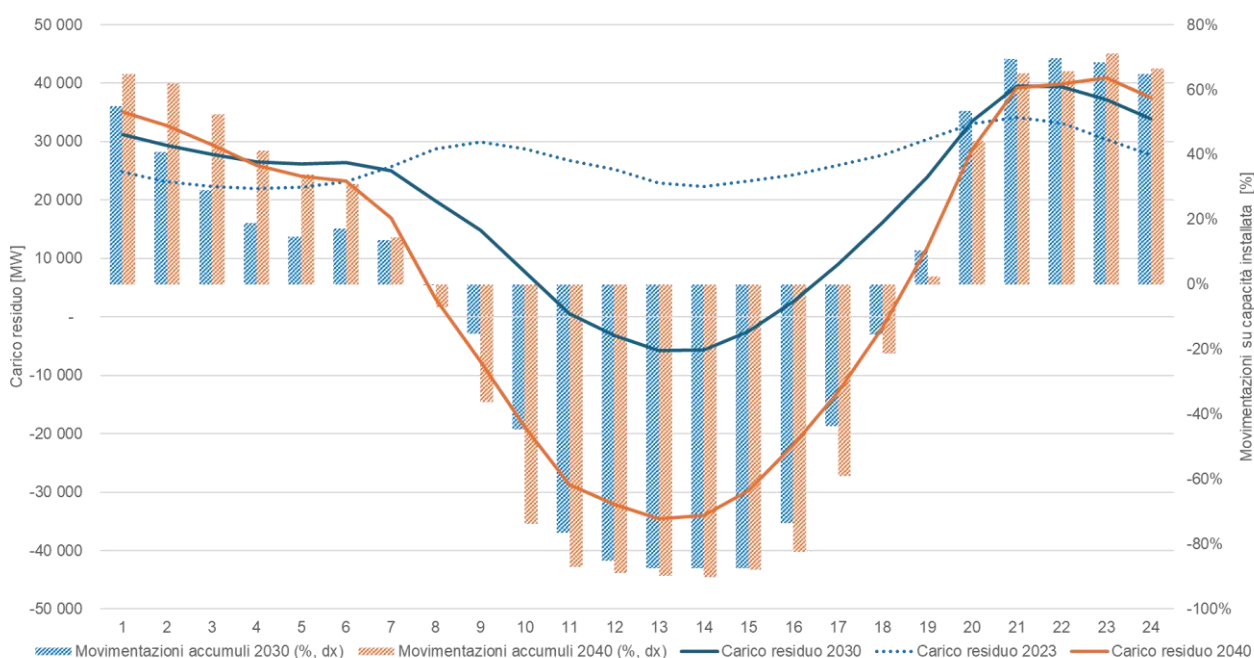


Figura 35 - Carico residuo medio (MWh) e movimentazioni accumuli medie (%) per il 2030 ed il 2040

In tale contesto, diventa particolarmente rilevante la capacità di accumulo dell'energia elettrica che permette di fornire il servizio di "energy shifting", ovvero immagazzinare l'energia elettrica nei periodi in cui la disponibilità della risorsa rinnovabile è elevata per poi rilasciarla nei periodi in cui la risorsa è scarsa (periodi nei quali, senza gli accumuli, sarebbe necessaria l'accensione di impianti termoelettrici), come illustrato in Figura 36 per una giornata tipo del mese di maggio 2030. Lo stesso decreto legislativo 210/2021 definisce lo stoccaggio di energia come "il differimento dell'utilizzo finale dell'energia elettrica a un momento successivo alla sua generazione ovvero la conversione di energia elettrica in una forma di energia che può essere stoccata".

In assenza degli accumuli si verificherebbero quindi sempre più frequentemente condizioni in cui sarebbe necessario "tagliare" la produzione FER in eccesso rispetto al fabbisogno elettrico per poi accendere gruppi alimentati a gas naturale nelle ore serali.

A livello indicativo, al 2030, un accumulo con un rapporto energia/potenza pari a otto ore sarebbe chiamato a funzionare circa 3.300 ore equivalenti, di cui circa 1.800 ore in modalità di assorbimento e ulteriori 1.500 ore di funzionamento in modalità produzione. È opportuno qui ricordare come

l'accumulo sia in grado di fornire al sistema non solo energy shifting, ma anche una pluralità di ulteriori servizi necessari a garantire sia il bilanciamento della domanda con l'offerta sia la qualità e la sicurezza della fornitura. In particolare, oltre all'energy shifting, l'accumulo fornisce anche servizi in potenza attiva per la regolazione della frequenza di rete e in potenza reattiva per la regolazione di tensione. La quantità di energia accumulata non è quindi l'unico KPI da considerare per valutare l'utilità per il sistema delle risorse di accumulo.

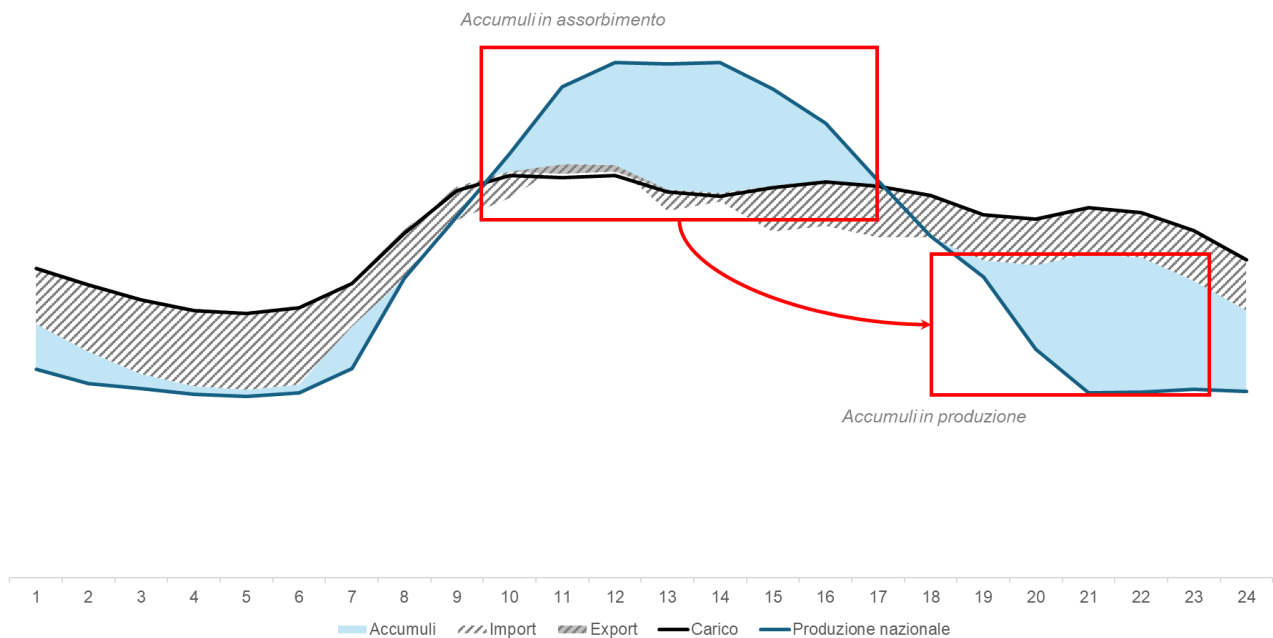


Figura 36 - Bilancio orario di una giornata tipo del mese di maggio 2030

Funzionamento degli elettrolizzatori

Un elettrolizzatore è fondamentalmente un dispositivo utilizzato per realizzare il processo di elettrolisi, più nello specifico per produrre idrogeno utilizzando energia elettrica.

Uno degli impatti fondamentali dell'uso di questa tecnologia è l'aumento del fabbisogno elettrico. In particolare, negli scenari descritti all'interno di questo documento gli elettrolizzatori sono stati dimensionati per garantire almeno 3000 ore di funzionamento, come indicato anche nel PNIEC 2024.

In Figura 37 è riportato il prelievo di energia elettrica effettuato dagli elettrolizzatori nei vari scenari simulati. Per il 2030 si prevede un consumo di 10 TWh nello scenario PNIEC Policy (allineata al valore pubblicato nel PNIEC) e di circa 6 TWh nello scenario PNIEC Slow 2030. Guardando al 2040 il consumo associato agli elettrolizzatori varia tra i 27,5 TWh negli scenari di sviluppo (DE-IT e GA-IT) e i 19,8 TWh nello scenario PNIEC Slow 2040.

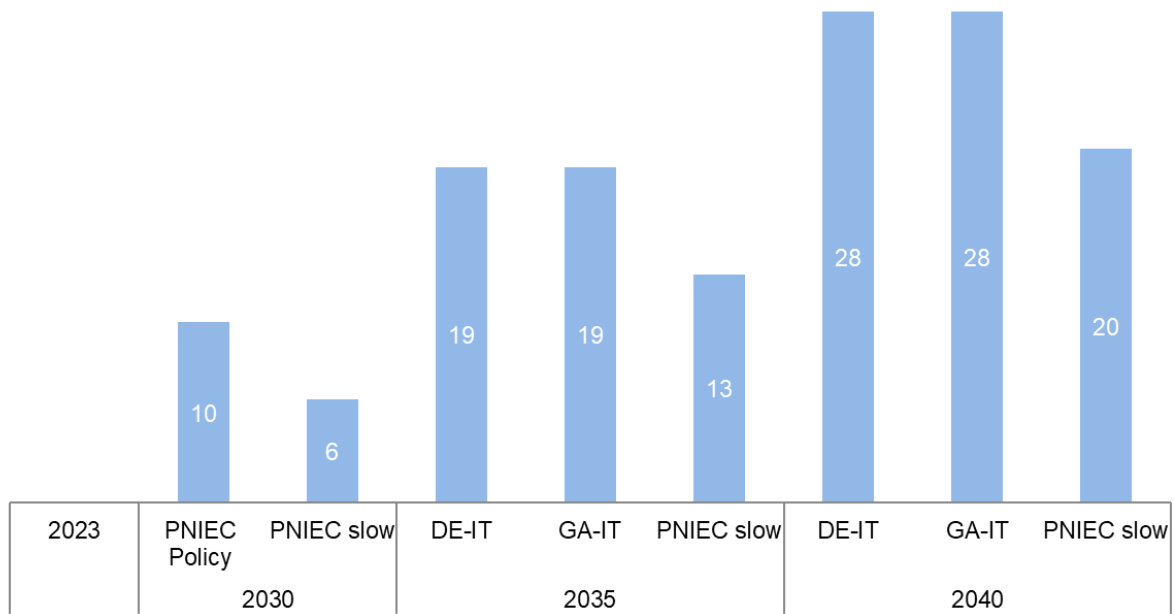


Figura 37 - Prelievo elettrolizzatori collegati alla rete elettrica (TWh_{el})

Il loro profilo di prelievo è concentrato nelle ore in cui il prezzo di mercato è basso o nullo, ovvero durante i periodi di elevata produzione rinnovabile in cui il sistema risulta strutturalmente “lungo”.

Ai fini della produzione di idrogeno è possibile ricorrere all'utilizzo dell'overgeneration determinato a sua volta dalla rilevante crescita delle FER specie negli scenari al 2040.

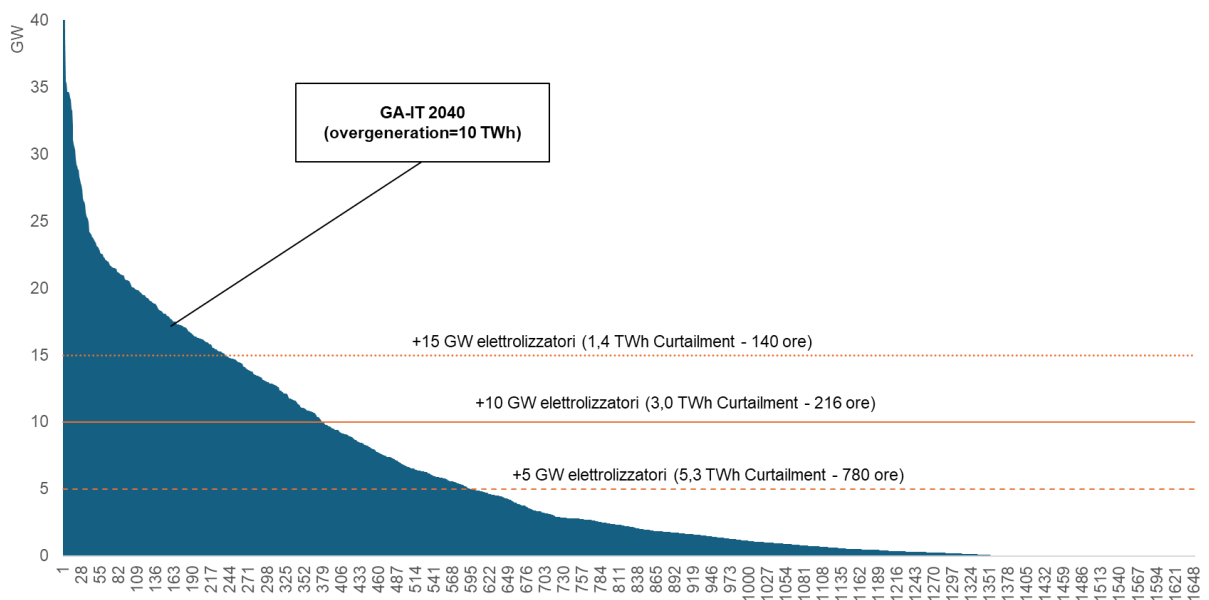


Figura 38 - Curva di durata del curtailment (es. GA-IT 2040) [GW]

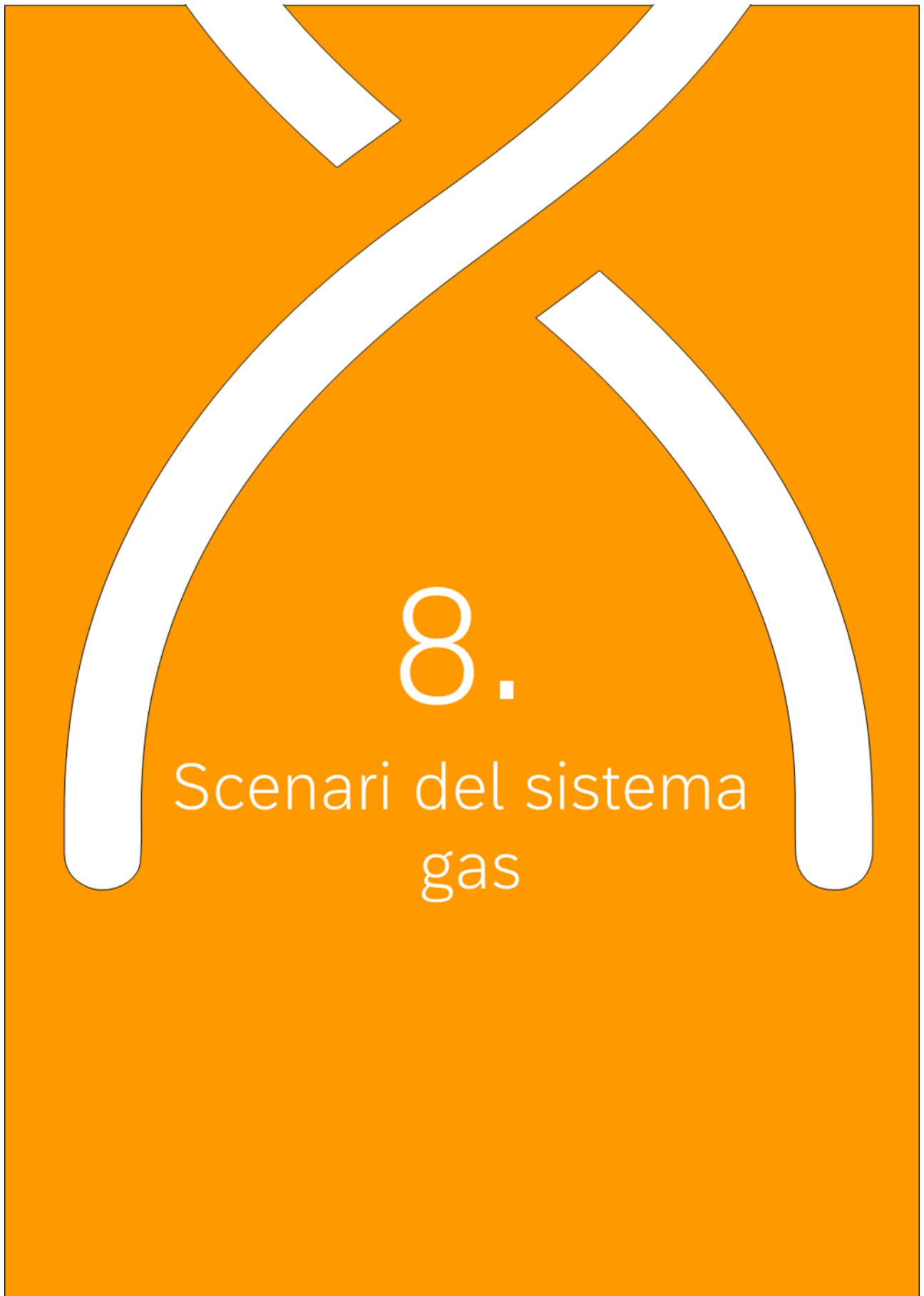
In Figura 38 è illustrato – a titolo esemplificativo – la curva di durata del curtailment nello scenario GA-IT 2040 caratterizzato da 7,4 GW di elettrolizzatori e 27,5 TWh di consumi elettrici aggiuntivi destinati alla produzione di idrogeno. È utile notare come, per poter “assorbire” tutto il curtailment di questo scenario, sarebbero necessari più di 35 GW di elettrolizzatori aggiuntivi rispetto a quelli già considerati. Inoltre, ogni MW aggiuntivo di capacità di elettrolisi avrebbe un numero di ore di produzione progressivamente inferiore se, per produrre idrogeno, si utilizzasse solo il curtailment residuo (Tabella 20).

Tabella 20 - Variazione curtailment e ore di funzionamento elettrolizzatori al variare della loro capacità installata nello scenario (es. GA-IT 2040)

Caso	Installato Elettrolizzatori (GW)	Curtailment residuo (TWh)	Ore funzionamento totali (hh) ⁴⁴	Ore funzionamento impianti marginali (hh) ⁴⁵
Base (GA-IT 2040)	7.4	10	3716	n/a
Base +5 GW	12.4	5	2558	843
Base +10 GW	17.4	3	1960	477
Base +15 GW	22.4	1.4	1592	312

⁴⁴ Calcolato come $\frac{\text{Domanda elettrolisi totale (TWh)}}{\text{Elettrolizzatori totali (GW)}} * 1000$

⁴⁵ Calcolato come $\frac{\text{Curtailment assorbito vs riga precedente (TWh)}}{\text{Elettrolizzatori aggiuntivi vs riga precedente (GW)}} * 1000$



8 SCENARI DEL SISTEMA GAS

8.1 Domanda di gas nella situazione attuale

Nel 2023 la domanda di gas è stata pari a 61,7 miliardi di metri cubi (Gm^3), con un decremento di 7 Gm^3 (-10,3%) rispetto all'anno precedente. La riduzione rispetto al 2022 è giustificata dalla proroga delle misure di contenimento della domanda gas (Regolamento (UE) 2023/706 del 30 marzo 2023) per far fronte alla riduzione delle forniture di gas dalla Russia, dalla persistente stagnazione che ha impatto su tutti i settori economici e produttivi, al minor utilizzo del gas per la produzione di energia elettrica anche per la maggior disponibilità di idroelettrico (dopo i prolungati periodi di siccità del 2022) e alle condizioni climatiche particolarmente miti nel corso del 2023.

Il settore civile ha visto un decremento da 24,4 a circa 23,2 Gm^3 con una riduzione di 1,2 Gm^3 (-5,1%) suddivisa nelle due componenti residenziale e terziario. La riduzione è determinata da una condizione climatica più mite rispetto al 2022 di circa 0,5 °C, da un incremento dell'efficienza del settore trainata principalmente dagli interventi di riqualificazione energetica sostenuti dal superbonus e dalle altre forme di incentivazione previste per il settore e dalle misure di contenimento della domanda soprattutto nei primi mesi del 2023.

Per il settore termoelettrico e della generazione combinata di elettricità e calore da gas naturale la domanda complessiva è stata pari a 22,9 Gm^3 di cui 21,2 Gm^3 per produzione di elettricità e 1,7 Gm^3 per produzione di calore cogenerato. Complessivamente è stato registrato sul settore una riduzione rispetto all'anno precedente di circa 5,2 Gm^3 (-18,5%), di cui circa 4,9 Gm^3 per produzione elettrica e 0,3 Gm^3 per la produzione di calore da cogenerazione. Il mix produttivo nel 2023 ha subito notevoli cambiamenti, con un rilevante incremento della generazione rinnovabile cresciuta di 16 TWh rispetto al 2022, in particolare per la maggior disponibilità di idroelettrico che ha visto un significativo recupero (+ 12 TWh; +42%) dopo i prolungati periodi di siccità del 2022. Anche le altre rinnovabili hanno visto un incremento (+3,7 TWh; +6%) grazie all'installazione di nuove FER nel 2023 (+5,7 GW di cui 5,2 solare e 0,5 eolico). Un ulteriore elemento di riduzione della produzione termoelettrica a gas è la ripresa delle importazioni elettriche che sono salite nel 2023 a 51,2 TWh, con un incremento di 8,3 TWh rispetto al 2022 (+19%). Complessivamente, pertanto, la generazione termoelettrica a gas ha subito una riduzione di circa 22,5 TWh che giustificano il calo dei consumi. Il calo della domanda elettrica pari a 10 TWh tra il 2023 ed il 2022 ha contribuito alla riduzione del termoelettrico alimentato da altri combustibili, in particolare carbone, che hanno registrato complessivamente un calo del 32%.

In calo la domanda di gas per uso energetico del settore industriale che nel 2023 registra un consumo di 11,8 Gm^3 con una riduzione rispetto all'anno precedente di circa 0,6 Gm^3 (-5%). Tale riduzione è determinata da una situazione macroeconomica di diffusa debolezza con un indice di produzione industriale che sul 2023 ha fatto registrare un calo del 2,9% rispetto al 2022. Un'analisi più puntuale delle dinamiche del consumo di gas naturale nel settore industriale evidenzia che la contrazione maggiore si è registrata nel primo trimestre dell'anno, che ha risentito di un prezzo del gas ancora particolarmente alto, superiore a 50 €/MWh. L'incremento di prezzo ha determinato una flessione della produzione industriale soprattutto nei settori più energivori.

Il consumo di gas naturale nei trasporti merita particolare interesse, poiché l'Italia è uno dei paesi europei in cui la mobilità a gas è maggiormente sviluppata, sia in termini di punti di rifornimento sia di flotta veicolare. Il settore è dominato dall'utilizzo del gas naturale compresso (CNG), a cui negli ultimi anni si è affiancato l'uso del gas naturale liquefatto (GNL) come carburante per il trasporto pesante. Negli ultimi anni, il consumo di gas naturale nei trasporti ha registrato una contrazione rispetto al 2019. Tuttavia, sulla base dei primi dati provvisori disponibili, nel 2023 i consumi di CNG e GNL del settore sono stati pari a 0,8 Gm^3 , facendo osservare una leggera ripresa (+3% rispetto al 2022). Questa ripresa è principalmente determinata dal ritorno dei prezzi del gas per autotrazione a valori competitivi rispetto agli altri combustibili, dopo i rilevanti aumenti del 2022. Nonostante l'andamento dei consumi, anche nel 2023 è aumentata l'offerta. Le autostazioni di rifornimento,

infatti, nel 2023 sono pari a 1.561, con un incremento di 30 stazioni rispetto al 2022. La storica convenienza del prezzo del gas naturale come carburante per autotrazione rispetto agli altri combustibili è stata la ragione principale per la diffusione della trazione a metano in Italia, che, insieme alla Germania, è il Paese in Europa con la maggior percentuale di metano nei trasporti. L'andamento dei prezzi dei carburanti (benzina, gasolio e metano) ha evidenziato una sostanziale stabilità delle quotazioni del gas naturale per autotrazione rispetto alla volatilità dei carburanti petroliferi fino alla fine del 2020. Dal secondo semestre del 2021, tuttavia, si è assistito a un repentino incremento dei prezzi del gas naturale, che è raddoppiato rispetto ai valori storici appena sotto 1 €/kg, raggiungendo, nel 2022, i valori di picco massimo di prezzo. L'incremento di prezzo ha seguito l'impennata del prezzo del gas naturale sui mercati internazionali, per poi ridursi nel 2023, tornando a valori più che competitivi rispetto a carburanti più diffusi come benzina e gasolio.

Tabella 21 – Domanda annua di gas 2018-2023 (Gm³)

GAS NATURALE E BIOMETANO	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Civile	29,0	28,3	27,6	28,4	24,4	23,2
Industria	10,6	10,4	9,9	14,2	12,4	11,8
Trasporti ⁴⁶	1,0	1,2	0,9	1,1	0,8	0,8
Altri usi ⁴⁷	3,5	3,5	3,3	3,3	3,0	3,0
Generazione elettrica e calore	28,6	31,1	29,6	29,3	28,1	22,9
Domanda di Gas Naturale e Biometano	72,7	74,5	71,3	76,4	68,7	61,7
di cui biometano	0,03	0,05	0,10	0,17	0,23	0,26

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas nel 2023, l'andamento del prelievo è caratterizzato da una forte modulazione stagionale determinata dall'utilizzo del gas per riscaldamento, che fa sì che il prelievo invernale sia circa doppio rispetto al prelievo estivo. La punta di prelievo invernale è stata pari a 333 Mm³/g, registrata giovedì 9 febbraio 2023. La domanda di punta è stata sostenuta dalla domanda delle reti di distribuzione, pari a circa 200 Mm³/g (poco sotto i valori raggiunti nel 2022). Per quanto inerente domanda di picco termoelettrica, il massimo assoluto è stato raggiunto martedì 18 luglio con un valore pari a poco più di 109 Mm³/g. Il valore delle reti di distribuzione è stato significativamente più contenuto rispetto alla domanda di punta che si verifica durante periodi di freddo eccezionale. Infatti, essa può arrivare fino a circa 300 Mm³/g, come avvenuto nel 2012, quando si è raggiunto il massimo storico sulla rete pari a 464 Mm³/g, in concomitanza di un'ondata di freddo eccezionale con temperatura media nazionale di circa -3°C, o, ad esempio, nel 2018, quando l'ondata di freddo "Burian" ha spinto la domanda giornaliera delle reti di distribuzione a circa 262 Mm³/g con un prelievo di punta massima complessivo pari a 425 Mm³/g ed una temperatura media nazionale di -1°C. La domanda giornaliera media estiva risulta più bassa e nel 2023 si è attestata a 155 Mm³/g con riferimento al prelievo medio dei giorni feriali del mese di luglio.

⁴⁶ Non include i consumi del trasporto del gas tramite pipeline

⁴⁷ Comprende i consumi finali energetici del settore dell'agricoltura, della pesca, del trasporto del gas tramite pipeline e della categoria "not elsewhere specified". Inoltre, sono incluse le perdite distribuite, i consumi finali non energetici e il settore "energy sector".

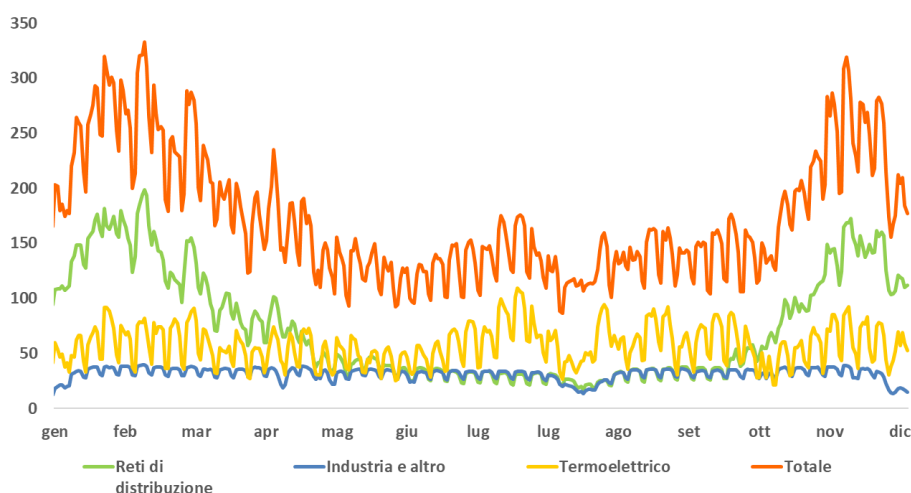


Figura 39 – Andamento dei prelievi giornalieri del 2023 (valori espressi in milioni di Sm³)

8.2 La domanda di gas al 2030

Al 2030, come specificato nelle parti precedenti del documento, sono stati sviluppati uno scenario PNIEC Policy coerente con lo scenario di policy pubblicato nel PNIEC 2024 ed uno scenario PNIEC Slow che ipotizza un ritardo nella realizzazione delle misure previste dallo stesso PNIEC al fine del raggiungimento dei target di decarbonizzazione.

La domanda di gas è composta da gas naturale, biometano e idrogeno, sia di origine rinnovabile (idrogeno verde) sia da reforming. Negli scenari futuri, grazie allo sviluppo della CCS, l'idrogeno prodotto da reforming di gas naturale può essere decarbonizzato (idrogeno blu), affiancandosi alla produzione di idrogeno rinnovabile e contribuendo allo sviluppo del mercato dell'idrogeno. Come riportato nel PNIEC 2024, la produzione di idrogeno blu è complementare all'idrogeno da fonti rinnovabili, rispetto al quale presenta attualmente costi di produzione inferiori.

Nello scenario PNIEC Policy 2030, per raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni indicate nel documento PNIEC 2024, si fa leva su efficienza energetica, rinnovabili elettriche e sviluppo del biometano e dell'idrogeno verde. Inoltre, nello scenario emerge l'esigenza di ricorrere a tecnologie di cattura e sequestro dell'anidride carbonica applicate sia alle emissioni di processo tipiche di alcuni settori industriali sia alla cattura delle emissioni di combustione in particolare nei settori già sottoposti al regime ETS (Emission Trading System). La domanda di metano è stimata a 58,6 miliardi di metri cubi (Gm³), di cui 53,6 Gm³ di gas naturale e 5,0 Gm³ di biometano. Per quanto riguarda l'idrogeno verde, si prevede una domanda di circa 0,9 Gm³ equivalenti (Gm³_{eq.}). Il totale della domanda gas risulta essere di 59,5 Gm³_{eq.} (567 TWh), equivalente a un volume fisico di 61,4 Gm³.

Nello scenario PNIEC Slow 2030 il rallentamento dell'applicazione delle misure utili alla decarbonizzazione ritarda l'ingresso dell'idrogeno e del biometano e prevede un minor efficientamento, mantenendo livelli più elevati di gas naturale fossile rispetto allo scenario di policy. La domanda di metano è stimata a 63,6 Gm³, di cui 61,3 Gm³ di gas naturale e 2,3 Gm³ di biometano. Per quanto riguarda l'idrogeno verde, si prevede una domanda di circa 0,4 Gm³_{eq.}, prevedendo rispetto allo scenario di policy una minor penetrazione nell'industria e nei trasporti. Pertanto, il totale della domanda di gas risulta essere di 64,0 Gm³_{eq.} (610 TWh) equivalente a un volume fisico di 64,9 Gm³. Nella tabella seguente il dettaglio della suddivisione tra i vari vettori energetico nei due scenari.

Tabella 22 – Domanda gas al 2030⁴⁸

SCENARIO	PNIEC Policy 2030		PNIEC Slow 2030	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
GAS NATURALE ⁴⁹	53,6	510,7	61,3	583,8
BIOMETANO	5,0	47,8	2,3	22,4
IDROGENO VERDE (Gm3 metano eq.)	0,9	8,4	0,4	3,9
TOTALE	59,5	566,9	64,0	610,1

Gas Naturale

La domanda di gas naturale nello scenario PNIEC Policy 2030 è pari a 53,6 Gm³, di cui 19,7 Gm³ nel settore termoelettrico, in cui è inclusa la produzione di energia elettrica e la produzione di calore, sia esso da cogenerazione o da caldaie di integrazione. La restante parte, circa 33,9 Gm³, è allocata negli altri usi: civile, industria, trasporti, inclusi i bunkeraggi marittimi, agricoltura e pesca, energy sector, usi non energetici e consumi e perdite. La domanda di gas negli usi industriali è pari a 8,9 Gm³. Lo scenario include la parziale conversione del settore dell'acciaio a gas naturale, grazie alla tecnologia DRI (Direct Reduced Iron), come previsto dal PNIEC 2024. Nel settore dei trasporti, la domanda di gas naturale è pari a 2,2 Gm³. Per tale settore, è stato considerato lo sviluppo del GNL, sia per il trasporto merci su gomma, sia nel settore marittimo in linea con le politiche e misure identificate nel PNIEC 2024. Con particolare riferimento ai trasporti marittimi e servizi portuali si prevede di costruire nuovi collegamenti e depositi costieri, al fine di allinearsi al D.Lgs. 16 dicembre 2016, n.257 di recepimento della Direttiva "DAFI" sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi, tra cui, all'articolo 6, per la fornitura di gas naturale per il trasporto. Tale normativa, prevede che entro il 31 dicembre 2025 nei porti marittimi, ed entro il 31 dicembre 2030 nei porti della navigazione interna, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL per navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nelle Reti di Trasporto Trans-europee (TEN-T). Lo stesso articolo prevede che entro il 31 dicembre 2025 sia realizzato, con un graduale sviluppo, un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL, anche abbinati a punti di rifornimento di GNC (gas naturale compresso), accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale TEN-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti alimentati a GNL.

Nello scenario PNIEC Slow 2030, la domanda di gas naturale è più alta e raggiunge i 61,3 Gm³, di cui 21,0 Gm³ nel settore termoelettrico e calore e la restante parte, circa 40,3 Gm³ negli altri usi. Il settore che presenta una maggiore differenza rispetto allo scenario di policy è il civile. Per quest'ultimo è stato infatti ipotizzato un minor risparmio derivante da interventi di efficienza energetica, ipotizzando un minor tasso di riqualificazione degli edifici e un minor *fuel switching* verso il vettore elettrico, in coerenza con la narrazione propria dello scenario. In secondo luogo, il settore industriale presenta una domanda di gas naturale più elevata, data prevalentemente dalla minor penetrazione del biometano nel settore e un minor livello di elettrificazione. Il settore termoelettrico e calore, dove il consumo raggiunge i 21 Gm³, è visto in rialzo a causa di una minor penetrazione delle FER nella generazione elettrica. Infine, per il settore dei trasporti, il consumo di gas naturale è pari a 3,2 Gm³ ed è previsto in aumento per compensare il rallentato sviluppo di tecnologie alternative quali veicoli elettrici, sia puri sia alimentati a *fuel cells*, e del biometano.

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio dei volumi per settore.

⁴⁸ TWh riferiti a PCI 9,5 kWh/m³

⁴⁹ Include la quota di gas naturale necessaria alla produzione di idrogeno tramite reforming.

Tabella 23 – GAS NATURALE: domanda al 2030⁵⁰

GAS NATURALE	PNIEC Policy 2030		PNIEC Slow 2030	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	53,6	510,7	61,3	583,8
Civile	19,4	184,9	22,5	214,7
Industria	8,9	84,9	11,4	108,7
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	2,2	20,9	3,2	30,5
Altri usi	3,4	32,0	3,2	30,3
Termoelettrico e Calore	19,7	188,0	21,0	199,6

Biometano

La domanda di biometano nello scenario PNIEC Policy 2030 è pari a 5,0 Gm³, in un percorso di crescita coerente con le misure identificate dal PNIEC 2024 al fine di agevolarne e incentivarne lo sviluppo, quali:

- Il DM 15/9/2022 (PNRR), c.d., Decreto Biometano, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 251 del 26 ottobre, in prospettiva del piano REPowerEU della Commissione, che ha raddoppiato l'obiettivo comunitario di produzione di biometano portando il target europeo a 35 Gm³ entro il 2030, rispetto a quanto invece inizialmente previsto dall'iniziativa Fit-for-55 che alla stessa data indicava un volume complessivo di ca. 17 Gm³;
- Un aggiornamento dei meccanismi di incentivazione previsti per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati (DM 2/3/2018, DM 16/3/202 e DM 20/10/2023);
- La riduzione dei costi di connessione degli impianti avanzati.

Lo scenario di penetrazione del biometano nei settori d'uso vede circa 3,9 Gm³ di domanda nel settore industriale, principale candidato all'utilizzo del biometano in quanto soggetto al Sistema europeo di scambio di quote di emissione di gas a effetto serra (ETS). Inoltre, il biometano insieme all'idrogeno verde e alla CCS permettono di diminuire progressivamente l'inquinamento prodotto dagli ossidi di carbonio nei settori industriali non elettrificabili a causa della necessità di raggiungere, mediante combustione alte temperature di processo. Nel settore dei trasporti, è stata considerata una crescita dei volumi limitata alla quota incentivata, pari a 1,1 Gm³. Negli altri settori di consumo non è stato previsto l'impiego del biometano.

La domanda di biometano nello scenario PNIEC Slow 2030 è pari a 2,3 Gm³, in linea allo scenario di Riferimento del PNIEC 2024, nel quale si prevede il raggiungimento posticipato del target PNRR. In merito ai settori di consumo, le logiche sono le medesime dello scenario di policy.

Di seguito è riportata la tabella di dettaglio per settore.

Tabella 24 – BIOMETANO: domanda al 2030

BIOMETANO	PNIEC Policy 2030		PNIEC Slow 2030	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	5,0	47,8	2,3	22,4
Civile	0,0	0,0	0,0	0,0
Industria	3,9	37,3	1,5	14,3
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	1,1	10,5	0,8	8,1
Altri usi	0,0	0,0	0,0	0,0
Termoelettrico e Calore	0,0	0,0	0,0	0,0

⁵⁰ TWh riferiti a PCI 9,5 kWh/m³

Idrogeno

La domanda di idrogeno verde nello scenario PNIEC Policy 2030 è pari a 0,9 Gm³_{eq.} (8,4 TWh), in linea con un processo di sviluppo conforme alle misure delineate dal PNIEC 2024, volte a facilitarne e incentivarne lo sviluppo. Tra le misure identificate dal piano nazionale ci sono il PNRR e il fondo IPCEI (Importanti Progetti di Interesse Comune Europeo) e i relativi progetti. Il PNRR prevede lo sviluppo dell'uso dell'idrogeno nei settori hard-to-abate, la sperimentazione nel trasporto stradale e ferroviario, la produzione nei siti industriali dismessi tramite le *Hydrogen Valleys*, nonché la ricerca e sviluppo per la produzione degli elettrolizzatori. Il fondo IPCEI mira invece a essere uno strumento agevolativo per l'erogazione di contributi alle imprese italiane partecipanti agli Importanti Progetti di Interesse Comune Europeo. Relativamente all'idrogeno, si intende contribuire alla decarbonizzazione dell'economia nazionale favorendo la sostituzione dei combustibili fossili, grazie allo sviluppo delle tecnologie di produzione dell'idrogeno e lungo l'intera catena del valore. Come descritto nello stesso PNIEC 2024, i due progetti approvati mirano a sfruttare le opportunità derivanti dall'utilizzo dell'idrogeno nei diversi settori applicativi, quali industria, trasporti, civile e residenziale, relativamente a quest'ultimo in *blending* con gas naturale (Hy2Tech), e alla costruzione di infrastrutture su larga scala per la produzione, stoccaggio e trasporto di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio, nonché allo sviluppo di prodotti innovativi e tecnologie più sostenibili per l'integrazione di idrogeno nei processi industriali di molteplici settori hard-to-abate (Hy2Use). I due progetti, Hy2Infra e Hy2Move, sono incentrati rispettivamente sulle infrastrutture e sui trasporti. Il consumo di idrogeno verde è previsto pertanto svilupparsi nel settore dei trasporti, con un volume pari a 0,5 Gm³_{eq.}, e nel settore industriale, con un consumo di 0,4 Gm³_{eq.} Nel settore dei trasporti, la penetrazione dell'idrogeno verde mira a rispettare almeno gli obiettivi RED III⁵¹, ovvero 1%, tenendo conto del moltiplicatore 2X dell'energia fornita al settore e 1,2% del carburante per l'aviazione (nazionale e internazionale) da Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBOs). Più specificamente, lo scenario PNIEC Policy 2030, in linea con il PNIEC 2024, prevede un consumo di H₂ maggiore del doppio di quello obbligato. L'idrogeno verde viene utilizzato nel trasporto merci su strada (circa 28.000 camion), nei bus (circa 900) e nei treni per il trasporto pubblico (progetti PNRR). Inoltre, l'idrogeno verde e i combustibili sintetici compaiono anche nei settori dell'aviazione e del trasporto marittimo, spinti dai vincoli delle direttive europee Refuel EU Aviation e Refuel EU Maritime. Per il settore industriale, i volumi di idrogeno verde identificati rappresentano il 42% della domanda industriale di idrogeno degli usi finali energetici e usi finali non energetici prevista per il 2030. Tale livello è in linea con il target settoriale identificato dalla RED III.

La domanda di idrogeno verde nello scenario PNIEC Slow 2030 è pari a 0,4 Gm³_{eq.} I settori di utilizzo sono gli stessi dello scenario di policy, ma con uno sviluppo rallentato. In particolare, nel settore dei trasporti è identificato un volume di 0,3 Gm³_{eq.} Il target settoriale viene comunque raggiunto e il volume di idrogeno verde non sviluppato è stato sostituito con gas naturale, considerata una soluzione matura anche per il trasporto pesante. Per quanto riguarda il settore industriale, è stato ipotizzato un volume di circa 0,2 Gm³_{eq.} In questo caso, il volume di idrogeno verde non è sufficiente a rispettare il target della RED III.

Di seguito è riportata la tabella di dettaglio per settore.

⁵¹ Renewable energy directive (europa.eu)

Tabella 25 – IDROGENO VERDE: domanda al 2030⁵²

IDROGENO VERDE	PNIEC Policy 2030		PNIEC Slow 2030	
	Gm ³ _{eq.}	TWh	Gm ³ _{eq.}	TWh
Totale	0,9	8,4	0,4	3,9
Civile	0,0	0,0	0,0	0,0
Industria	0,4	3,8	0,2	1,4
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	0,5	4,5	0,3	2,4
Altri usi	0,0	0,0	0,0	0,0
Termoelettrico e Calore	0,0	0,0	0,0	0,0

Il consumo totale di idrogeno non si esaurisce con il solo idrogeno verde qui rappresentato ma include anche i consumi di idrogeno derivante da fonte fossile e prodotto da SMR che potrebbe essere decarbonizzato grazie alla disponibilità della CCS. Tale consumo è compreso all'interno della domanda di gas naturale

8.3 La domanda di gas al 2035

Al 2035 si sono sviluppati tre scenari: DE-IT, GA-IT e PNIEC Slow. I primi due rappresentano il ponte tra il PNIEC Policy 2030 e gli scenari di policy DE-IT e GA-IT. Quest'ultimi sono sviluppati al 2040 in coerenza con gli scenari ENTSOs per il Ten-Year Network Development Plan 2024 (TYNDP 2024⁵³), pubblicati in versione bozza a maggio 2024 per quanto riguarda gli usi finali e, tenendo conto delle specificità dell'Italia e del suo sistema elettrico, per quanto riguarda il settore della produzione di calore ed elettricità. Il PNIEC Slow 2035 rappresenta invece il collegamento tra il 2030 e il 2040 della traiettoria rallentata dello sviluppo degli scenari di policy. Negli scenari DE-IT 2035 e GA-IT 2035, la spinta alla decarbonizzazione contribuisce allo sviluppo dei gas verdi e decarbonizzati, quali idrogeno e biometano. Nello scenario PNIEC Slow 2035, si prevede un rallentamento dell'elettrificazione e dell'efficientamento, mantenendo un livello più elevato di gas naturale. Questo rallentamento nell'applicazione delle misure di decarbonizzazione ritarda l'ingresso dell'idrogeno verde, del biometano e della CCS, comportando uno scenario con emissioni maggiori.

La domanda di gas al 2035 include gas naturale, biometano e idrogeno (verde da rinnovabili e da SMR che può essere decarbonizzato con l'utilizzo della CCS). La domanda di gas naturale pertanto include anche la quota necessaria alla produzione di idrogeno da SMR. Nello scenario DE-IT 2035 la domanda di metano è stimata a 52,6 miliardi di metri cubi (Gm³), di cui 44,8 Gm³ di gas naturale e 7,8 Gm³ di biometano. Per quanto riguarda l'idrogeno verde, si prevede una domanda di circa 3,4 Gm³ equivalenti (Gm³_{eq.}). Il totale della domanda gas risulta essere di 56,1 Gm³_{eq.} (534 TWh), equivalente a un volume fisico di 63,5 Gm³.

Nello scenario GA-IT 2035 la domanda di metano è stimata a 54,8 Gm³, di cui 47,0 Gm³ di gas naturale e 7,8 Gm³ di biometano. Per quanto riguarda l'idrogeno verde, si prevede una domanda di circa 4,7 Gm³_{eq.}. Pertanto, il totale della domanda di gas risulta essere di 59,5 Gm³_{eq.} (566 TWh) equivalente a un volume fisico di 69,6 Gm³.

Nello scenario PNIEC Slow 2035 la domanda di metano è stimata a 59,6 Gm³, di cui 56,1 Gm³ di gas naturale e 3,5 Gm³ di biometano. Per quanto riguarda l'idrogeno verde, si prevede una domanda di circa 2,7 Gm³_{eq.}, prevedendo rispetto allo scenario di policy volumi minori in tutti i principali settori

⁵² TWh riferiti a PCI 9,5 kWh/m³

⁵³ TYNDP 2024, Draft Scenarios Report, Version May 2024

di consumo. Pertanto, il totale della domanda di gas risulta essere di 62,3 Gm³_{eq.} (593 TWh) equivalente a un volume fisico di 68,1 Gm³.

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio della suddivisione tra i vari vettori energetico nei due scenari.

Tabella 26 – Domanda gas al 2035⁵⁴

SCENARIO	DE-IT 2035		GA-IT 2035		PNIEC Slow 2035	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
GAS NATURALE ⁵⁵	44,8	427,2	47,0	447,5	56,1	533,9
BIOMETANO	7,8	74,3	7,8	74,4	3,5	33,4
IDROGENO VERDE (Gm ³ metano eq.)	3,4	32,5	4,7	44,4	2,7	25,7
TOTALE	56,1	534,0	59,5	566,3	62,3	592,9

Gas naturale

La domanda di gas naturale nello scenario DE-IT 2035 è pari a 44,8 Gm³, di cui 17,3 Gm³ nel settore termoelettrico, in cui è inclusa la produzione di energia elettrica e la produzione di calore, sia esso da cogenerazione o da caldaie di integrazione. La restante parte, circa 27,6 Gm³, è allocata negli altri usi: civile, industria, trasporti, inclusi i bunkeraggi marittimi, agricoltura e pesca, energy sector, usi non energetici e consumi e perdite. La domanda di gas negli usi industriali è pari a 6,5 Gm³. Nel settore dei trasporti, la domanda di gas naturale è pari a 2,2 Gm³. Per tale settore, è stato considerato lo sviluppo del GNL, sia per il trasporto merci su gomma, sia per il settore marittimo.

La domanda di gas naturale nello scenario GA-IT 2035 è pari a 47,0 Gm³, di cui 17,6 Gm³ nel settore termoelettrico e calore e la restante parte, circa 29,3 Gm³, negli altri usi. La domanda di gas negli usi industriali è pari a 6,8 Gm³. Nel settore dei trasporti, la domanda di gas naturale è pari a 2,5 Gm³, considerato lo sviluppo del GNL.

Nello scenario PNIEC Slow 2035, la domanda di gas naturale è più alta ed è pari a 56,1 Gm³, di cui 18,8 Gm³ nel settore termoelettrico e calore e la restante parte, circa 37,3 Gm³ negli altri usi. Il settore che presenta una maggiore differenza rispetto allo scenario di policy è il civile. Per quest'ultimo è stato infatti ipotizzato un minor risparmio derivante da interventi di efficienza energetica, ipotizzando un minor tasso di riqualificazione degli edifici e un minor *fuel switching* verso il vettore elettrico ed il biometano, in coerenza con la narrazione propria dello scenario. In secondo luogo, il settore industriale presenta una domanda di gas naturale più elevata, data prevalentemente dalla minor penetrazione del biometano nel settore e un minor livello di elettrificazione. Il settore termoelettrico e calore, dove il consumo raggiunge i 18,8 Gm³, è visto in rialzo a causa di una minor penetrazione delle FER nella generazione elettrica. Infine, per il settore dei trasporti, il consumo di gas naturale è pari 3,4 Gm³ ed è previsto in aumento per compensare il rallentato sviluppo di tecnologie alternative quali veicoli elettrici, sia puri sia alimentati a *fuel cells*, e del biometano.

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio dei volumi per settore.

⁵⁴ TWh riferiti a PCI 9,5 kWh/m³

⁵⁵ Include la quota di gas naturale necessaria alla produzione di idrogeno tramite reforming.

Tabella 27 – GAS NATURALE: domanda al 2035⁵⁶

GAS NATURALE	DE-IT 2035		GA-IT 2035		PNIEC Slow 2035	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	44,8	427,2	47,0	447,5	56,1	533,9
Civile	14,8	141,1	15,7	149,4	20,1	191,8
Industria	6,5	61,7	6,8	65,2	9,7	92,4
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	2,2	20,7	2,5	24,2	3,4	32,0
Altri usi	4,1	39,0	4,3	40,7	4,1	38,9
Termoelettrico e Calore	17,3	164,7	17,6	168,0	18,8	178,9

Biometano

La domanda di biometano negli scenari di policy, DE-IT e GA-IT, nel 2035 è pari a 7,8 Gm³, seguendo un percorso di crescita coerente con le misure identificate nello scenario di policy al 2030, atte ad agevolare e incentivarne lo sviluppo, e con l'obiettivo di rimanere in linea con il potenziale identificato per il 2040. Lo scenario di penetrazione del biometano nei settori d'uso prevede circa 3,9 Gm³ nel settore industriale, in continuità con il 2030. Infatti, tale settore è stato identificato come uno dei principali candidati all'utilizzo del biometano in quanto soggetto al sistema ETS. Inoltre, il biometano, insieme all'idrogeno verde e alla CCS, permette di diminuire progressivamente le emissioni di CO₂ nei settori industriali non elettrificabili, a causa della necessità di raggiungere alte temperature di processo mediante combustione. Nel settore dei trasporti, è previsto un volume pari a 1,8 Gm³ nello scenario DE-IT e 1,9 Gm³ nello scenario GA-IT, proseguendo il percorso del 2030. Inoltre, al 2035, il biometano si affaccia anche agli altri settori, in particolare al civile, per il quale è previsto un volume pari a 2,0 Gm³ nello scenario DE-IT e 1,9 Gm³ nello scenario GA-IT, in un'ottica di agevolare la decarbonizzazione settoriale. Infine, è previsto un volume di 0,1 Gm³ nel settore dell'agricoltura.

La domanda di biometano nello scenario PNIEC Slow 2035 è pari a 3,5 Gm³, in continuità allo scenario PNIEC Slow 2030 e ai volumi identificati per il 2040. In merito ai settori di consumo, il biometano si afferma nell'industria e nei trasporti, con rispettivamente 2,0 Gm³ e 1,3 Gm³, seguendo le medesime logiche identificate negli scenari di policy. Infine, è previsto un volume di 0,1 Gm³ nel settore civile.

Tabella 28 – BIOMETANO: domanda al 2035⁵⁷

BIOMETANO	DE-IT 2035		GA-IT 2035		PNIEC Slow 2035	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	7,8	74,3	7,8	74,4	3,5	33,4
Civile	2,0	18,8	1,9	18,2	0,1	1,1
Industria	3,9	37,3	3,9	37,3	2,0	19,2
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	1,8	17,5	1,9	18,3	1,3	12,6
Altri usi	0,1	0,6	0,1	0,6	0,0	0,5
Termoelettrico e Calore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Idrogeno

La domanda di idrogeno verde nello scenario DE-IT 2035 è pari a 3,4 Gm³_{eq.}, seguendo un percorso di sviluppo conforme alle misure delineate nello scenario di policy al 2030, volte a facilitarne e incentivarne la crescita. Al 2035, il consumo di idrogeno verde si afferma nel settore industriale e dei trasporti, iniziando a penetrare anche in altri ambiti d'uso. Nel settore dei trasporti, la domanda di idrogeno verde è pari a 1,4 Gm³_{eq.} La diffusione dell'idrogeno verde si estende a tutte le principali

⁵⁶ TWh riferiti a PCI 9,5 kWh/m³

⁵⁷ TWh riferiti a PCI 9,5 kWh/m³

modalità di trasporto, consolidandosi nei trasporti pesanti, sia di merci che di passeggeri, e iniziando a entrare nel trasporto privato di passeggeri. Inoltre, l'idrogeno viene utilizzato per la produzione di combustibili sintetici, come e-kerosene, e-diesel ed e-methane, alternative ai rispettivi combustibili fossili, soprattutto nel settore dell'aviazione, come Sustainable Aviation Fuel (SAF), e nel settore marittimo. Per il settore industriale, il volume di idrogeno verde identificato è pari a 1,2 Gm³_{eq.}, in linea con il percorso delineato al 2030. Inoltre, al 2035, come per il biometano, l'idrogeno verde inizia a penetrare nel settore civile, per il quale è previsto un volume pari a 0,1 Gm³_{eq.}, con l'obiettivo di agevolare la decarbonizzazione settoriale.

La domanda di idrogeno verde nello scenario GA-IT 2035 è pari a 4,7 Gm³_{eq.}. Nel settore dei trasporti, la domanda di idrogeno verde è di 1,9 Gm³_{eq.}, distribuita, come nello scenario DE-IT, in tutte le principali modalità di trasporto, raggiungendo volumi comparabili a quelli del biometano. Per il settore industriale, il volume di idrogeno verde identificato è di 1,5 Gm³_{eq.}. Inoltre, l'idrogeno verde inizia a penetrare nel settore civile, per il quale è previsto un volume di 0,9 Gm³_{eq.}, con l'obiettivo di agevolare la decarbonizzazione settoriale in misura maggiore rispetto allo scenario DE-IT, che prevede un livello più alto di elettrificazione.

La domanda di idrogeno verde nello scenario PNIEC Slow 2035 è pari a 2,7 Gm³_{eq.}. I settori di utilizzo sono gli stessi degli scenari di policy. In particolare, nel settore dei trasporti è identificato un volume di 1,2 Gm³_{eq.}. Per quanto riguarda il settore industriale, è stato ipotizzato un volume di circa 0,9 Gm³_{eq.}. Inoltre, anche nello scenario PNIEC Slow 2035 l'idrogeno verde si affaccia al settore civile con un volume pari a 0,4 Gm³_{eq.}. Di seguito è riportata la tabella di dettaglio per settore.

Tabella 29 – IDROGENO VERDE: domanda al 2035⁵⁸

IDROGENO VERDE (Gm ³ metano eq.)	2035 DE-IT		2035 GA-IT		2035 PNIEC Slow	
	Gm ³ _{eq.}	TWh	Gm ³ _{eq.}	TWh	Gm ³ _{eq.}	TWh
Totale	3,4	32,5	4,7	44,4	2,7	25,7
Civile	0,1	1,0	0,9	8,4	0,4	3,8
Industria	1,2	11,9	1,5	14,4	0,9	8,9
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	1,4	13,5	1,9	17,7	1,2	11,3
Altri usi	0,6	6,2	0,4	3,9	0,2	1,8
Termoelettrico e Calore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Il consumo totale di idrogeno non si esaurisce con il solo idrogeno verde qui rappresentato ma include anche i consumi di idrogeno derivante da fonte fossile e prodotto da SMR che potrebbe essere decarbonizzato grazie alla disponibilità della CCS. Tale consumo è compreso all'interno della domanda di gas naturale.

8.4 La domanda di gas al 2040

Al 2040 si sono sviluppati 3 scenari: DE-IT e GA-IT e PNIEC Slow. I primi due sono elaborati per gli usi finali in coerenza con gli scenari sviluppati dagli ENTSOs per il TYNDP 2024, e, tenendo conto della specificità dell'Italia e del suo sistema elettrico, per quanto riguarda il settore della produzione di calore ed elettricità. Questi scenari rappresentano il ponte tra la riduzione delle emissioni previste nel pacchetto Fit-For-55 che caratterizza il 2030 e l'obiettivo di zero emissioni nel 2050. La spinta alla decarbonizzazione contribuisce allo sviluppo dei gas verdi quali idrogeno e biometano. Inoltre, per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione al 2040, intermedi tra gli obiettivi al 2030 e il "net zero" al 2050, emerge la necessità di ricorrere a forme di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS) applicata sia alla cattura delle emissioni di processo che caratterizzano alcuni settori

⁵⁸ TWh riferiti a PCI 9,5 kWh/m³

industriali sia per la cattura delle emissioni di combustione in particolare nei settori che sono sottoposti a regime ETS. Il 2040 PNIEC Slow è invece costruito dalla traiettoria rallentata per elettrificazione e decarbonizzazione già definita negli orizzonti temporali 2030 e 2035 e prevede una minor elettrificazione e penetrazione di gas verdi che genera un incremento di volumi di gas naturale rispetto agli scenari di policy.

Nello scenario DE-IT 2040 la domanda di metano è stimata a 45,6 miliardi di metri cubi (Gm^3), di cui 35,0 Gm^3 di gas naturale, 10,4 Gm^3 di biometano e 0,2 Gm^3 di metano sintetico. Per quanto riguarda l'idrogeno verde, si prevede una domanda di circa 7,1 Gm^3 equivalenti (Gm^3_{eq}). Il totale della domanda gas risulta essere di 52,7 Gm^3_{eq} . (502 TWh), equivalente a un volume fisico di 68,3 Gm^3 .

Nello scenario GA-IT 2040 la domanda di metano è stimata a 49,8 Gm^3 , di cui 39,2 Gm^3 di gas naturale, 10,4 Gm^3 di biometano e 0,2 Gm^3 di metano sintetico. Per quanto riguarda l'idrogeno verde, si prevede una domanda di circa 9,6 Gm^3_{eq} . Il totale della domanda gas risulta essere di 59,5 Gm^3_{eq} . (567 TWh), equivalente a un volume fisico di 80,5 Gm^3 .

Nello scenario PNIEC Slow 2040 la domanda di metano è stimata a 53,7 Gm^3 , di cui 49,0 Gm^3 di gas naturale e 4,7 Gm^3 di biometano. Per quanto riguarda l'idrogeno verde, si prevede una domanda di circa 6,2 Gm^3_{eq} , prevedendo rispetto agli scenari di policy volumi minori in tutti i principali settori di consumo. Pertanto, il totale della domanda di gas risulta essere di 59,9 Gm^3_{eq} . (570 TWh) equivalente a un volume fisico di 73,3 Gm^3 .

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio della suddivisione tra i vari vettori energetici nei due scenari.

Tabella 30 – Domanda gas al 2040⁵⁹

SCENARIO	2040 DE-IT		2040 GA-IT		2040 PNIEC Slow	
	Gm^3	TWh	Gm^3	TWh	Gm^3	TWh
GAS NATURALE ⁶⁰	35,0	333,3	39,2	373,8	49,0	467,0
BIOMETANO e METANO SINTETICO	10,6	100,7	10,6	101,0	4,7	44,4
IDROGENO VERDE (Gm^3 metano eq.)	7,1	68,1	9,6	91,9	6,2	58,9
TOTALE	52,7	502,1	59,5	566,6	59,9	570,3

Gas naturale

La domanda di gas naturale nello scenario DE-IT 2040 è pari a 35,0 Gm^3 , di cui 13,8 Gm^3 nel settore termoelettrico, in cui è inclusa la produzione di energia elettrica e la produzione di calore, sia esso da cogenerazione o da caldaie di integrazione. La restante parte, circa 21,2 Gm^3 , è allocata negli altri usi: civile, industria, trasporti, inclusi i bunkeraggi marittimi, agricoltura e pesca, energy sector, usi non energetici e consumi e perdite. La domanda di gas negli usi industriali è pari a 4,0 Gm^3 . Nel settore dei trasporti, la domanda di gas naturale è pari a 2,2 Gm^3 . Per tale settore, è stato considerato lo sviluppo del GNL, sia per il trasporto merci su gomma, sia nel settore marittimo.

La domanda di gas naturale nello scenario GA-IT 2040 è pari a 39,2 Gm^3 , di cui 14,4 Gm^3 nel settore termoelettrico e calore e la restante parte, circa 24,8 Gm^3 , negli altri usi. La domanda di gas negli usi industriali è pari a 4,8 Gm^3 . Nel settore dei trasporti, la domanda di gas naturale è pari a 2,9 Gm^3 , considerato lo sviluppo del GNL.

Nello scenario PNIEC Slow 2040, la domanda di gas naturale è più alta ed è pari a 49,0 Gm^3 , di cui 14,8 Gm^3 nel settore termoelettrico e calore e la restante parte, circa 34,2 Gm^3 negli altri usi. Il settore che presenta una maggiore differenza rispetto allo scenario di policy è il civile. Per

⁵⁹ TWh riferiti a PCI 9,5 kWh/m³

⁶⁰ Include la quota di gas naturale necessaria alla produzione di idrogeno tramite reforming.

quest'ultimo è stato infatti ipotizzato un minor risparmio derivante da interventi di efficienza energetica, ipotizzando un minor tasso di riqualificazione degli edifici e un minor *fuel switching* verso il vettore elettrico ed il biometano, in coerenza con la narrazione propria dello scenario. In secondo luogo, il settore industriale presenta una domanda di gas naturale più elevata, data prevalentemente dalla minor penetrazione del biometano nel settore e un minor livello di elettrificazione. Il settore termoelettrico e calore, dove il consumo raggiunge i 14,8 Gm³, è visto in rialzo a causa di una minor penetrazione delle FER nella generazione elettrica. Infine, per il settore dei trasporti, il consumo di gas naturale è pari a 3,5 Gm³ ed è previsto in aumento per compensare il rallentato sviluppo di tecnologie alternative quali veicoli elettrici, sia puri sia alimentati a *fuel cells*.

Nella tabella seguente è riportato il dettaglio dei volumi per settore.

Tabella 31 – GAS NATURALE: domanda al 2040⁶¹

GAS NATURALE	DE-IT 2040		GA-IT 2040		PNIEC Slow 2040	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	35,0	333,3	39,2	373,8	49,0	467,0
Civile	10,2	97,4	12,0	113,9	17,7	168,9
Industria	4,0	38,4	4,8	45,5	8,0	76,0
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	2,2	20,5	2,9	27,6	3,5	33,5
Altri usi	4,8	46,0	5,2	49,4	5,0	47,5
Termoelettrico e Calore	13,8	131,0	14,4	137,4	14,8	141,2

Biometano e metano sintetico

La domanda di biometano in entrambi gli scenari di policy al 2040, DE-IT e GA-IT, è pari a 10,4 Gm³, raggiungendo il potenziale massimo identificato per l'orizzonte temporale. Lo sviluppo segue un percorso di crescita coerente con le misure identificate negli scenari di policy al 2030 e al 2035, e con l'obiettivo di rimanere in linea con il target net-zero al 2050. In aggiunta al biometano, si prevede anche l'introduzione del metano sintetico con un volume di 0,2 Gm³, il quale, insieme al biometano e all'idrogeno verde, contribuisce alla decarbonizzazione della domanda gas. La possibilità di impiego di metano sintetico è abilitata dall'elevata disponibilità di idrogeno verde, garantita dalla produzione tramite elettrolizzatori e dalle importazioni assicurate dall'*Italian H₂ Backbone*. Pertanto, considerando anche tale contributo il quantitativo totale di metano verde nello scenario è pari a 10,6 Gm³. Lo scenario di penetrazione del metano verde nei settori d'uso prevede circa 3,9 Gm³ di domanda nel settore industriale, in continuità con il 2030 e confermando lo sviluppo al 2035. Tali volumi raggiungono livelli simili a quelli del gas naturale, permettendo una sostanziale decarbonizzazione del settore, anche dove è necessaria la combustione per raggiungere alte temperature di processo.

Nel settore dei trasporti, è previsto un volume di 2,6 Gm³ nello scenario DE-IT e di 2,7 Gm³ nello scenario GA-IT, proseguendo il percorso delineato negli scenari di policy al 2030 e 2035.

Al 2040 il metano verde si afferma anche negli altri settori, in particolare nel civile, per il quale è previsto un volume di 4,0 Gm³ nel DE-IT e 3,8 Gm³ nel GA-IT con il fine di raggiungere obiettivi settoriali di decarbonizzazione sempre più ambiziosi. Infine, è previsto un volume di 0,1 Gm³ nel settore dell'agricoltura, confermando i volumi già previsti al 2035.

Nello scenario PNIEC Slow 2040 la domanda di metano verde è pari a 4,7 Gm³, costituita solo da biometano in continuità allo scenario 2035 PNIEC Slow. In tale scenario, infatti, la limitata disponibilità di idrogeno non permette l'utilizzo per produzione di metano sintetico. In merito ai settori di consumo, il biometano si afferma nell'industria e nei trasporti, con rispettivamente 2,5 Gm³ e 1,8

⁶¹ TWh riferiti a PCI 9,5 kWh/m³

Gm³, seguendo le medesime logiche identificate negli scenari di policy. Infine, è previsto un volume di 0,2 Gm³ nel settore civile e di 0,1 Gm³ nell'agricoltura.

Tabella 32 – BIOMETANO e METANO SINTETICO: domanda al 2040⁶²

BIOMETANO e METANO SINTETICO	2040 DE-IT		2040 GA-IT		2040 PNIEC Slow	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	10,6	100,7	10,6	101,0	4,7	44,4
Civile	4,0	37,7	3,8	36,4	0,2	2,2
Industria	3,9	37,3	3,9	37,3	2,5	24,2
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	2,6	24,6	2,7	26,1	1,8	17,1
Altri usi	0,1	1,2	0,1	1,2	0,1	0,9
Termoelettrico e Calore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Idrogeno

La domanda di idrogeno verde nello scenario 2040 DE-IT è pari a 7,1 Gm³_{eq}, seguendo un percorso di sviluppo conforme alle misure delineate nello scenario di policy al 2030 e 2035, volte a facilitare e incentivare la crescita, e con l'obiettivo di traghettare il target net-zero al 2050. Nel settore dei trasporti, la domanda di idrogeno verde è pari a 2,4 Gm³_{eq}, confermando l'espansione a tutte le principali modalità di trasporto, consolidandosi nei trasporti pesanti, sia di merci che di passeggeri, e nel trasporto leggero. Inoltre, con un consumo di 1,8 Gm³_{eq}, l'idrogeno verde si attesta anche nel settore della produzione di combustibili sintetici, come e-kerosene, e-diesel ed e-methane. Per il settore industriale, il volume di idrogeno verde identificato è pari a 2,1 Gm³_{eq}, in linea con il percorso delineato al 2035. Infine, l'idrogeno verde conferma un leggero sviluppo anche nel settore civile, per il quale è previsto un volume pari a 0,2 Gm³_{eq}.

La domanda di idrogeno verde nello scenario 2040 GA-IT è pari a 9,6 Gm³_{eq}, raggiungendo lo sviluppo massimo identificato per l'orizzonte temporale e affermandosi in tutti i settori d'uso. In particolare, nel settore dei trasporti, la domanda di idrogeno verde è pari a 3,2 Gm³_{eq}. Inoltre, con un consumo di 1,4 Gm³_{eq}, l'idrogeno verde si attesta anche nel settore della produzione di combustibili sintetici. Per il settore industriale, il volume di idrogeno verde identificato è pari a 2,6 Gm³_{eq}, in linea con il percorso delineato al 2035. Infine, l'idrogeno verde si afferma anche nel settore civile, per il quale è previsto un volume pari a 1,8 Gm³_{eq}.

La domanda di idrogeno verde nello scenario PNIEC Slow 2040 è pari a 6,2 Gm³_{eq}. I settori di utilizzo sono gli stessi degli scenari di policy. In particolare, nel settore dei trasporti è identificato un volume di 2,1 Gm³_{eq}. Anche nello scenario PNIEC Slow 2040 è prevista la produzione di combustibili sintetici per i quali è richiesto idrogeno verde e per questo settore il consumo è pari a 1,3 Gm³_{eq}. Per quanto riguarda il settore industriale, è stato ipotizzato un volume di circa 1,7 Gm³_{eq}. Inoltre, anche nello scenario PNIEC Slow 2040 l'idrogeno verde si afferma nel settore civile con un volume pari a 0,8 Gm³_{eq}.

Di seguito è riportata la tabella di dettaglio per settore.

⁶² TWh riferiti a PCI 9,5 kWh/m³

Tabella 33 – IDROGENO VERDE: domanda al 2040⁶³

IDROGENO VERDE (Gm ³ metano eq.)	2040 DE-IT		2040 GA-IT		2040 PNIEC Slow	
	Gm ³ _{eq.}	TWh	Gm ³ _{eq.}	TWh	Gm ³ _{eq.}	TWh
Totale	7,1	68,1	9,6	91,9	6,2	58,9
Civile	0,2	2,0	1,8	16,8	0,8	7,5
Industria	2,1	19,9	2,6	24,9	1,7	16,3
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	2,4	22,4	3,2	30,9	2,1	20,1
Altri usi	2,5	23,7	2,0	19,3	1,6	14,9
Termoelettrico e Calore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Il consumo totale di idrogeno non si esaurisce con il solo idrogeno verde qui rappresentato ma include anche i consumi di idrogeno derivante da fonte fossile e prodotto da SMR che potrebbe essere decarbonizzato grazie alla disponibilità della CCS. Tale consumo è compreso all'interno della domanda di gas naturale

8.5 Domanda giornaliera di picco e off-peak

Per valutare la punta di domanda gas si considerano differenti scenari di consumo giornaliero che tengono conto della stagionalità dei consumi. In particolare:

- Domanda di picco: scenario di domanda di punta invernale in condizioni eccezionali⁶⁴
- Domanda off-peak: uno scenario di domanda media estiva

I grafici di seguito illustrano la variazione della domanda giornaliera di picco invernale ed estiva di gas naturale (incluso il contributo del biometano) e idrogeno, suddivisa per i diversi settori e scenari, con proiezioni fino al 2040. I settori considerati sono: il settore civile, l'industria e altri usi e il settore termoelettrico. La domanda giornaliera di gas naturale è espressa in milioni di metri cubi giorno (Mm³/giorno). Analogamente alle sezioni precedenti, anche la domanda di idrogeno è espressa in milioni di metri cubi equivalenti gas naturale (Mm³_{eq.}/giorno), è assunta coerente con la modulazione del gas naturale per il settore civile e costante nel corso dell'anno per gli altri settori.

⁶³ TWh riferiti a PCI 9,5 kWh/m³

⁶⁴ Inverno con probabilità di accadimento 1 su 20 anni

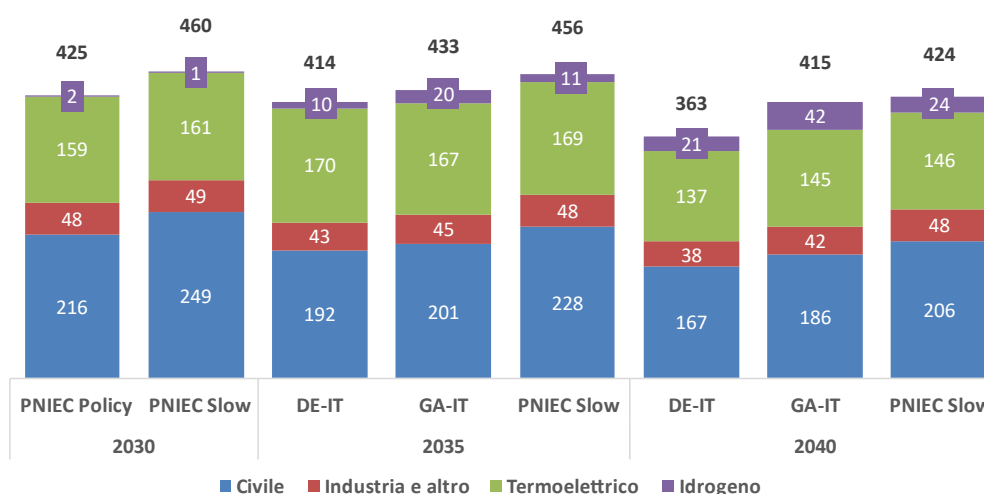


Figura 40 – Domanda di picco INVERNO ECCEZIONALE 2030-2035-2040 ($Mm^3_{eq./giorno}$)

La Figura 40 mostra la variazione della domanda di gas naturale e idrogeno in condizioni di freddo eccezionale, con valori espressi in $Mm^3_{eq./giorno}$, analizzando diversi scenari fino al 2040. Si notano chiaramente i picchi di domanda in vari settori, tra cui il settore civile, l'industria e altro, il settore termoelettrico, e il crescente contributo dell'idrogeno.

Nel 2030, lo scenario PNIEC Policy stima un picco massimo di domanda di circa $425 Mm^3_{eq./giorno}$. Questo picco è sostenuto dal settore termoelettrico, che raggiunge i $159 Mm^3_{eq./giorno}$, e dall'elevata domanda nel settore civile che raggiunge i $216 Mm^3_{eq./giorno}$. Lo scenario PNIEC Slow, considerando un rallentamento della penetrazione dell'elettrificazione e della produzione rinnovabile, presenta un picco maggiore, raggiungendo i $460 Mm^3_{eq./giorno}$, riflettendo una maggiore dipendenza dal gas naturale del sistema energetico.

Nel 2040, si osserva una riduzione generale della domanda di picco, con lo scenario DE-IT che scende a circa $363 Mm^3_{eq./giorno}$. Questo calo è attribuito principalmente ai progressi nell'efficienza energetica e all'elettrificazione nel settore civile, che riduce in modo significativo il consumo di gas. Nonostante questa riduzione, lo scenario GA-IT mostra una punta di domanda ancora elevata, pari a $415 Mm^3_{eq./giorno}$. Questo è dovuto sia a una più alta domanda di gas nei settori di consumo tradizionali sia al contributo rilevante dell'idrogeno, che in questo scenario fornisce un apporto di circa $42 Mm^3_{eq./giorno}$. Lo scenario PNIEC Slow, pur mostrando una riduzione della domanda complessiva entro il 2040 ($424 Mm^3_{eq./giorno}$), prevede comunque valori di picco più elevati rispetto agli altri scenari, sia per il settore civile sia per il settore termoelettrico. Questo riflette una minore penetrazione delle fonti rinnovabili, portando a una maggiore dipendenza dalle fonti tradizionali.

Gli scenari evidenziano come la transizione energetica possa ridurre la domanda giornaliera di gas naturale nel lungo periodo, rimane però fondamentale il contributo sia del gas naturale che dell'idrogeno per garantire la sicurezza energetica, soprattutto in condizioni climatiche estreme. In tale contesto, è importante considerare la potenziale condizione di Dunkelflaute come descritto nel Box di Approfondimento 3.

Per quanto riguarda l'analisi della domanda giornaliera off-peak per l'estate media (Figura 41) nel 2030, lo scenario PNIEC Policy prevede una domanda giornaliera di circa $128 Mm^3_{eq./giorno}$, mentre nello scenario PNIEC Slow la domanda raggiunge i $132 Mm^3_{eq./giorno}$ per il maggior contributo del gas naturale nel sistema energetico. Al 2040, nello scenario DE-IT, il consumo scende a circa $116 Mm^3_{eq./giorno}$, rappresentando il valore più basso tra quelli presentati. Lo scenario GA-IT, nel 2040, si attesta sui $133 Mm^3_{eq./giorno}$, anche per via del contributo rilevante dell'idrogeno, che raggiunge i $24 Mm^3_{eq./giorno}$.

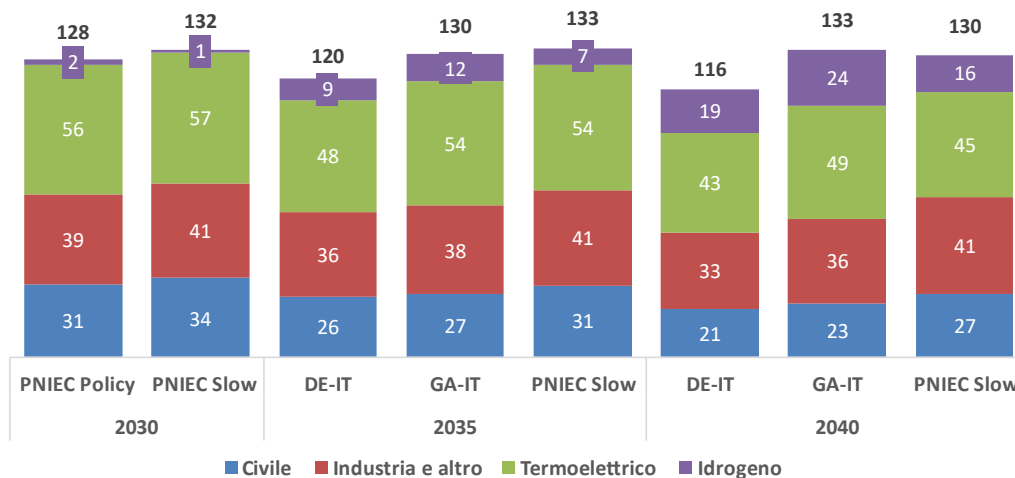


Figura 41 – Domanda off-peak: ESTATE MEDIA 2030-2035-2040 ($Mm^3_{eq}/giorno$)

Nel complesso, la domanda estiva di gas è principalmente guidata dal settore termoelettrico, che si conferma come ad oggi il maggiore consumatore in tutti gli scenari. Questo settore svolge un ruolo cruciale nel garantire la flessibilità del sistema di generazione elettrica, soprattutto per rispondere alla variabilità della produzione da fonti rinnovabili come l'eolico e il fotovoltaico. Tuttavia, si prevede una progressiva riduzione del suo consumo, che passa da circa 56 $Mm^3/giorno$ nel 2030 al range di 43-49 $Mm^3/giorno$ nei differenti scenari del 2040.

Anche il settore dell'industria e altri usi rimane un'importante parte della domanda energetica, contribuendo con una quota consistente in tutti gli scenari, pur mostrando una leggera diminuzione nel lungo periodo. La crescita del consumo di idrogeno, in particolare nello scenario GA-IT, rappresenta una novità che permette una significativa compensazione del calo della domanda di gas naturale in altri settori.

In sintesi, mentre la domanda giornaliera complessiva di gas naturale tende a ridursi gradualmente entro il 2040, soprattutto grazie alla contrazione del settore termoelettrico, sarà comunque necessario mantenere un sistema termoelettrico flessibile e reattivo, capace di bilanciare le esigenze energetiche variabili legate alle fonti rinnovabili.

Dall'analisi della domanda di peak e off-peak è possibile constatare la variabilità dei prelievi correlati al mercato gas a livello stagionale che potrebbe essere amplificata considerando la funzione di supporto che il sistema gas svolgerà nei confronti della produzione rinnovabile non programmabile. In un contesto in cui il sistema gas dovrà continuare a fornire flessibilità, punta giornaliera e copertura stagionale, come anche riportato nel PNIEC, è sempre maggiormente rilevante "un adeguato aggiornamento del sistema nazionale del gas naturale al nuovo contesto è fondamentale il potenziamento del sistema di stoccaggio, con lo sviluppo di nuovi impianti che consentano di avere un sistema maggiormente flessibile e resiliente, anche negli scenari di massimizzazione dei prelievi attraverso processi di iniezione collaudati che consentano maggiori prestazioni di punta del sistema durante il periodo invernale".

Box di approfondimento 3: Valutazione dell'effetto "Dunkelflaute" sulla punta termoelettrica
 Come osservato nel capitolo 6.3.4 la variabilità di produzione delle fonti rinnovabili è differente nel corso dell'anno in relazione alle condizioni climatiche tipiche dei diversi mesi. A livello giornaliero si osserva che la variabilità di produzione di solare ed eolico è fortemente influenzata dalle condizioni meteo di soleggiamento e ventosità del singolo giorno. Di seguito, a titolo di esempio, è riportato l'andamento giornaliero della produzione di energia da fotovoltaico ed eolico per l'anno 2023.

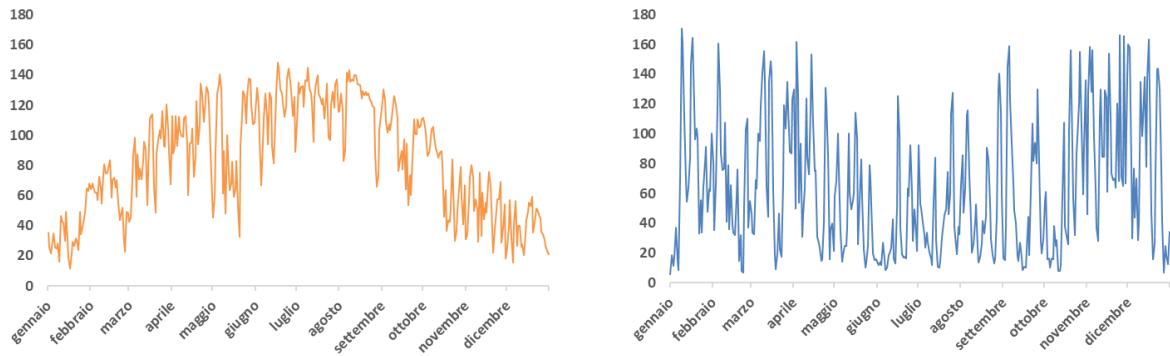


Figura 42 – Produzione giornaliera di energia elettrica da fonte solare (a sinistra) e da fonte eolica (a destra) per l'anno 2023 (GWh/giorno)

La variabilità di produzione di tali fonti non programmabili viene coperta attraverso l'utilizzo di generazione programmabile flessibile che attualmente è offerta dal sistema termoelettrico. Per quantificare il contributo di flessibilità richiesto ci si riferisce ad un periodo di 14 giorni consecutivi di bassa produzione eolica e fotovoltaica (Dunkelflaute) in accordo con la metodologia adottata dagli ENTSOs.

Sulla base di tale metodologia si valuta che in una condizione di Dunkelflaute la punta termoelettrica è soggetta ad un ulteriore incremento che al 2030 è circa 20 Mm³/giorno per crescere fino a 40 Mm³/giorno al 2040.

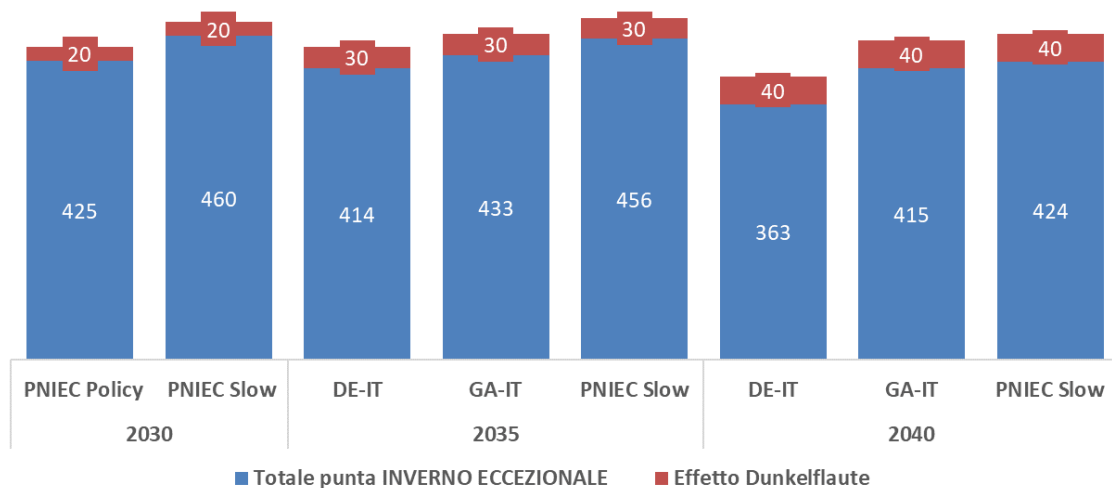


Figura 43 – Incremento domanda di picco invernale per condizione di dunkelflaute (Mm³_{eq}/giorno)

8.6 Offerta di gas nella situazione attuale

Nel 2023 la domanda di gas è stata coperta per il 5% dalla produzione nazionale e per il rimanente 95% dall'importazione. La produzione nazionale, 3,0 Gm³, è risultata in riduzione del 9,9% rispetto all'anno precedente, mentre l'importazione, 61,6 Gm³, è diminuita del 14,9%; si è infine registrato un saldo netto tra erogazione ed iniezione dai giacimenti di stoccaggio pari a circa 0,5 Gm³ di gas.

La produzione nazionale include anche il biometano, passato dai 210 Mm³ del 2022 ai 260 del 2023.

Le importazioni via gasdotto, pari a 45,0 Gm³ che rappresentano il 73,1% delle importazioni totali, hanno registrato rispetto al 2022 una riduzione di 13,1 Gm³. In particolare, sono diminuite le immissioni da Tarvisio che si sono attestate a 2,8 Gm³ (-80%), dal Nord Europa (6,6 Gm³, -14%) mentre le altre importazioni hanno registrato un andamento sostanzialmente in linea con l'anno precedente.

L'apporto del GNL nel 2023 è stato pari a circa 16,6 Gm³, il 24,9% del totale delle importazioni, in aumento del 17% rispetto all'anno precedente, pari in termini assoluti a circa +2,4 Gm³. In particolare, si registrano i seguenti arrivi di GNL ai terminali nazionali: LNG Adriatic (Cavarzere) 8,9 Gm³ (+7,2%); GNL Italia (Panigaglia) 2,6 Gm³ (+18,0%); OLT (Livorno) 3,9 Gm³ (+3,8%).

Di rilievo è l'entrata in esercizio del terminale GNL di Piombino nella seconda metà del 2023 (quarto terminale GNL a livello nazionale) che con una importazione di 1,2 Gm³ ha composto il 7,5% dei volumi da GNL contribuendo alla sicurezza ed alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento per l'Italia e per l'Europa.

Nel grafico seguente l'andamento dell'offerta di gas negli ultimi 5 anni.

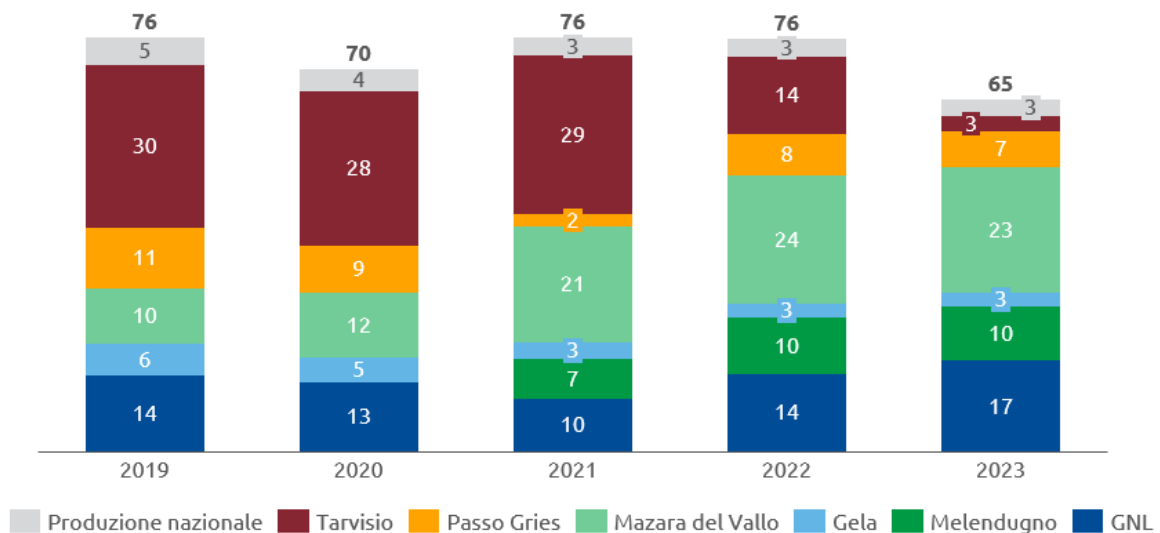


Figura 44 - Approvvigionamento gas italiano 2019 - 2023 [Gm³/anno]

8.7 Offerta di gas negli scenari

Offerta di gas naturale negli scenari

La produzione di gas naturale è prevista in aumento nel breve periodo grazie all'avvio ad agosto 2024 della produzione nei giacimenti di Argo e Cassiopea al largo delle coste siciliane con una portata di picco stimata di 1,5 Gm³ annui. Grazie a questo contributo, la produzione nazionale può attestarsi a circa 4 Gm³ annui. Dopo il 2030 la produzione di gas è prevista in declino fino a

raggiungere circa 1,5 Gm³ annui al 2040 a seguito della naturale perdita di performance dei giacimenti.

Tabella 34 - Produzione nazionale di gas naturale (Gm³)

GAS NATURALE	2030		2035			2040		
	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Produzione nazionale	3,7	3,7	1,9	1,9	1,9	1,5	1,5	1,5

Nonostante la crescita della produzione domestica, anche grazie all'aumento del biometano immesso in rete, le importazioni di gas dall'estero continuano a rappresentare la fonte primaria di copertura della domanda, contribuendo per oltre l'85% al 2030 (in riduzione rispetto al 95% del 2023). Tale dipendenza dalle importazioni, sia via gasdotto che sotto forma di GNL, espone il mercato italiano alle volatilità che hanno caratterizzato gli approvvigionamenti di gas in Europa negli ultimi due anni e che si prevede si manterranno anche in futuro.

Le cause primarie di tale volatilità sono da ricercarsi nella riduzione delle importazioni del gas russo in Europa ed al conseguente maggior ruolo delle importazioni di GNL (attraverso nuova capacità di rigassificazione attivata nel 2022-23 ed ulteriore capacità in costruzione) nel soddisfacimento della domanda Europea. Le incertezze relative alle forniture russe ed alla competizione sul mercato globale del GNL (principalmente da parte dei mercati asiatici) contribuiranno a mantenere elevata la volatilità anche nel prossimo futuro. In tale contesto, le altre importazioni via pipeline (Nord Africa e Azerbaijan in particolare), costituiscono un elemento di potenziale mitigazione della volatilità. Il mix di fonti di importazione avrà inoltre un importante impatto sui volumi di gas in transito dal nostro paese per l'esportazione verso i paesi maggiormente dipendenti dalla Russia come fonte di approvvigionamento energetico.

Al fine di valutare le implicazioni derivanti da tali incertezze, per ognuno degli scenari di domanda, sono stati analizzati scenari di copertura contrastanti. In particolare, ognuno degli scenari prevede un diverso mix di approvvigionamento Europeo considerando possibili variazioni nei volumi disponibili dalle principali rotte di approvvigionamento: rotta Nord (Norvegia), rotta Sud (Algeria, Libia), rotta Est (Russia, Azerbaijan) e GNL.

Tutti gli scenari analizzati evidenziano il ruolo della rotta Sud come primaria fonte di importazioni per il paese. Il potenziamento delle dorsali di trasporto da Sud a Nord (Dorsale Adriatica), permette di accogliere flussi addizionali da Mazara del Vallo, Gela e Melendugno (TAP), contribuendo al soddisfacimento della domanda italiana (ed Europea) con volumi che, seconda delle diverse ipotesi sulla disponibilità delle fonti di approvvigionamento, possono raggiungere fino a 45 Gm³ annui sia al 2030 che al 2040.

Anche il GNL assume un ruolo centrale, sia per la copertura della domanda, sia per il contributo alla diversificazione e alla sicurezza degli approvvigionamenti. Grazie all'incremento della capacità di rigassificazione ottenuto attraverso i nuovi terminali di Piombino e Ravenna e l'espansione dei terminali esistenti OLT e Adriatic LNG, tra i 16 ed i 26 Gm³ annui di gas liquefatto possono raggiungere la rete italiana nel 2030. Nel 2040 i volumi variano tra 4 e 18 Gm³ annui a seconda dello scenario di copertura considerato. La capacità di rigassificazione garantisce inoltre un importante margine di sicurezza e flessibilità in grado di mitigare le situazioni di stress sui mercati in particolare nelle situazioni di disruption infrastrutturale o commerciale.

Ulteriore elemento comune agli scenari di approvvigionamento analizzati è l'inversione dei flussi attraverso le interconnessioni al Nord (al confine con Austria, Svizzera ed in misura marginale con la Slovenia). Il ridimensionamento delle forniture russe ha portato, già nel 2022-23, al verificarsi di flussi in esportazione verso i mercati del Centro-Est Europa. Al 2030, si prevede che l'Italia possa assumere un ruolo di Hub del gas, contribuendo al phase-out delle importazioni di gas russo a livello

Europeo (target RePowerEU). I volumi disponibili per l'esportazione variano in funzione degli scenari di domanda domestica, nonché dalle disponibilità delle fonti di approvvigionamento extra-europee.

In particolare, le esportazioni potranno assumere valori differenti al variare dello scenario europeo di supply/demand e potranno raggiungere valori superiori a 10 Gm³ anche sul lungo periodo anche grazie ai nuovi flussi di gas provenienti da Sud che potrebbero verificarsi nei prossimi anni.

Tabella 35 - Bilancio nazionale gas (Gm³)

	2030	2035	2040
Produzione gas naturale	4	2	2
Produzione biometano	2 - 5	3 - 8	5 - 11
Importazioni via gasdotti da Nord [1]	0 - 2	0 - 2	0
Importazioni via gasdotti da Sud [2]	34 - 45	31 - 45	29 - 45
Importazioni GNL	16 - 26	6 - 22	4 - 18
Esportazioni	4 - 12	1 - 11	0 - 11

[1] Include Tarvisio e Passo Gries

[2] Include Mazara del Vallo, Gela e TAP

Offerta di biometano e metano sintetico negli scenari

Lo scenario PNIEC prevede il raggiungimento di una produzione di biometano di 5 Gm³ annui al 2030, principalmente supportato dalle misure previste dal PNRR. La disponibilità è invece limitata a 2,3 Gm³ annui nello scenario PNIEC Slow. Nel 2040 il metano verde raggiunge 10,6 Gm³ annui (di cui 10,4 Gm³ di biometano e 0,2 Gm³ di metano sintetico) negli scenari DE-IT e GA-IT, dimostrando il suo fondamentale contributo alla decarbonizzazione, mentre nello scenario PNIEC Slow i volumi annui sono limitati a 4,7 Gm³.

Tabella 36 - Produzione nazionale di biometano e metano sintetico (Gm³)

BIOMETANO e METANO SINTETICO	2030		2035			2040		
	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Produzione nazionale	5	2,3	7,8	7,8	3,5	10,6	10,6	4,7

Si assume che il biometano venga tutto prodotto sul suolo nazionale valorizzando le differenti matrici di produzione, in particolare quella di origine agricola che costituisce oltre il 60% della produzione. La tabella successiva mostra la ripartizione dei potenziali di volumi al 2040 per matrice di produzione.

Tabella 37 - Matrici di produzione di metano verde al 2040 (Gm³)

MATRICE DI PRODUZIONE	2040
Colture rotazione	6,4
Scarti agricoli	0,6
Scarti legnosi, manutenzione boschiva, verde urbano	0,8

Liquami zootecnici	1,5
Rifiuti alimentari	0,5
Fanghi di depurazione e rifiuti solidi urbani	0,5
TOTALE BIOMETANO	10,4
Metano sintetico	0,2
TOTALE METANO VERDE	10,6

Offerta di idrogeno negli scenari

Per soddisfare una crescente domanda di idrogeno, è importante lo sviluppo di una offerta che integri una produzione domestica efficiente di idrogeno decarbonizzato (rinnovabile e low-carbon) con le importazioni e di una infrastruttura di trasporto che colleghi i poli di produzione con i centri di consumo minimizzando i costi per l'utente finale.

Come specificato negli scenari elettrici, si prevede che una quota dell'approvvigionamento del vettore sarà legata alla produzione di idrogeno verde da elettrolizzatori connessi alla rete elettrica. La distribuzione della capacità di elettrolisi sul territorio italiano è concentrata nelle zone del Sud e delle Isole, le quali possono godere di una maggior producibilità delle fonti rinnovabili ed un conseguente minor costo dell'idrogeno prodotto. Tali zone, inoltre, è previsto che raggiungano, già nel breve termine, una penetrazione RES tale da derogare dai criteri definiti dagli Atti Delegati per la produzione di RFNBO, permettendo perciò un'ulteriore ottimizzazione dei costi di produzione.

Al 2030, la produzione di idrogeno da elettrolizzatori connessi alla rete elettrica è pari a 6,0 TWh nello scenario PNIEC Policy e 3,4 TWh nel PNIEC Slow; Al 2040 la produzione è prevista raggiungere i 18,4 TWh sia nello scenario GA-IT che nel DE-IT, mentre nello scenario PNIEC Slow è limitata a 13,4 TWh.

Considerato il livello della domanda di idrogeno verde prevista (fino a 8,4 TWh al 2030 e fino a 91,8 TWh al 2040), sarà necessario complementare la produzione domestica con una quota crescente di importazioni. Tale quota, limitatamente alla copertura della domanda domestica, si attesta tra 0,5 - 2,4 TWh al 2030 rispettivamente per scenario PNIEC Slow e PNIEC Policy. Al 2040 i volumi di importazione raggiungono i 49,6 - 73,4 TWh negli scenari DE-IT e GA-IT rispettivamente, mentre nello scenario PNIEC Slow si attestano a 45,5 TWh.

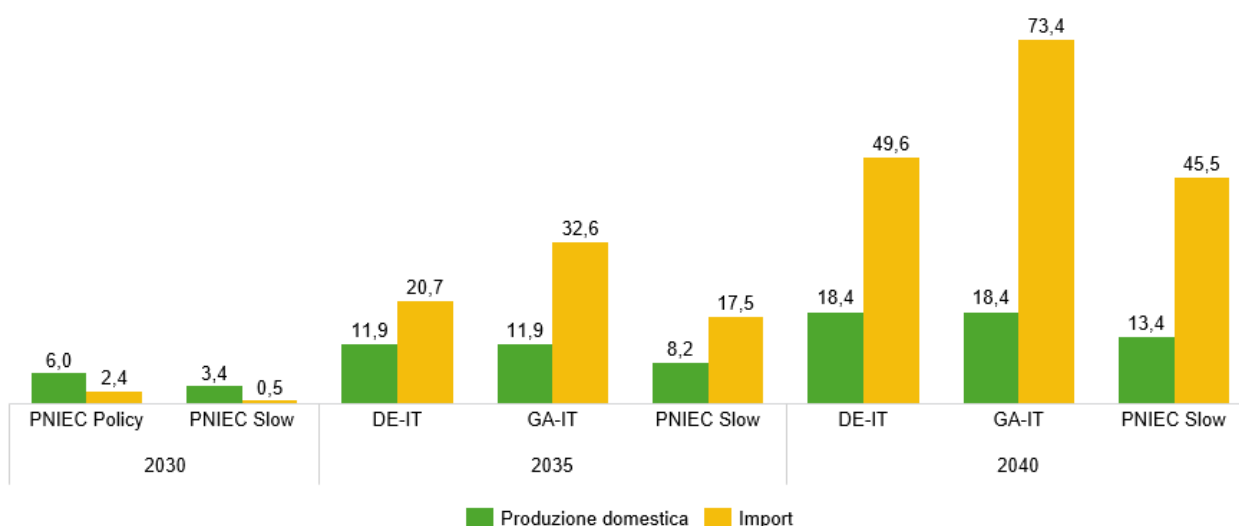


Figura 45 - Approvvigionamento di idrogeno verde per la domanda italiana [TWh_{el}]

In tal senso Snam ha previsto lo sviluppo di una *Italian H2 Backbone* in grado di collegare le produzioni nazionali di idrogeno, ubicate al Sud, ed ulteriori volumi di importazione provenienti dal Nord Africa con le principali aree di consumo italiane fino ai punti di interconnessione con le reti estere. Il progetto prevede lo sviluppo di una dorsale dell'idrogeno di circa 2,300 km utilizzando prevalentemente infrastrutture gas esistenti riconvertite al trasporto dell'idrogeno, unitamente a tratti nuovi da realizzare.

La dorsale Italiana dell'Idrogeno, oltre a garantire la copertura della domanda domestica, permette di contribuire al soddisfacimento della domanda Europea consentendo all'Italia di giocare un ruolo chiave nello sviluppo del mercato dell'idrogeno e supportando il raggiungimento degli obiettivi definiti al piano del REPowerEU (20 mln ton di H2 al 2030, di cui 10 mln ton da importazione). Nel contesto dell'European Hydrogen Backbone (EHB), la dorsale italiana è integrata nel più ampio *SouthH2Corridor*, che collega Italia, Austria e Germania e rappresenta uno dei cinque corridoi prioritari per rilevanza strategica di approvvigionamento dell'idrogeno riconosciuti a livello europeo. Oltre al sostegno del governo italiano e dei governi di Austria e Germania, il *SouthH2Corridor* ha infatti ottenuto l'approvazione dal Parlamento Europeo quale progetto di interesse comune (PCI) ai sensi del nuovo Regolamento (UE) 2022/869 sulle infrastrutture energetiche transeuropee (TEN-E). Il progetto prevede una potenziale importazione di circa 130 TWh dal Nord Africa e circa 55 TWh di esportazione verso Svizzera e Austria.

Le importazioni via gasdotto in alta pressione potranno essere complementate dallo sviluppo di terminali di importazione di idrogeno via nave in forma liquida (e.g., Ammoniaca) in grado di aumentare la diversificazione della fornitura di idrogeno e di garantire maggior flessibilità e sicurezza energetica.

Parallelamente allo sviluppo di infrastrutture dedicate al trasporto dell'idrogeno, si ravvede la possibilità di sfruttare le infrastrutture gas esistenti attraverso il *blending* (idrogeno miscelato al gas naturale) in quantità coerenti con i limiti tecnici e normativi delle infrastrutture di trasporto. Il blending permetterebbe, in una prima fase di sviluppo della filiera dell'idrogeno, di mitigare i rischi legati allo sviluppo di capacità di produzione large-scale di idrogeno oltre a favorire la decarbonizzazione del sistema energetico nel suo complesso. In tale contesto, il PNIEC prevede che "La riduzione attesa dei costi della tecnologia dell'elettrolisi e il contestuale varo di misure di supporto consentirà infatti di disporre di idrogeno rinnovabile, anche in blending con gas naturale, per la decarbonizzazione dei settori industriali ad alta intensità energetica e dei trasporti commerciali a lungo raggio"

Oltre alla copertura della domanda di idrogeno rinnovabile, oggetto degli obiettivi italiani ed europei, un'ulteriore spinta alla decarbonizzazione è portata dalla cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS), applicata agli impianti tradizionali di produzione di idrogeno cosiddetto grigio mediante reforming del gas naturale (Steam Methane Reforming - SMR), che ad oggi producono H2 per circa 20 TWh. In virtù dello sviluppo di infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio di CO2 difatti, si prevede la progressiva applicazione di tecnologie di cattura agli attuali impianti, con la conseguente sostituzione dell'idrogeno grigio da parte dell'idrogeno cosiddetto blu.



Figura 46 - South2Corridor

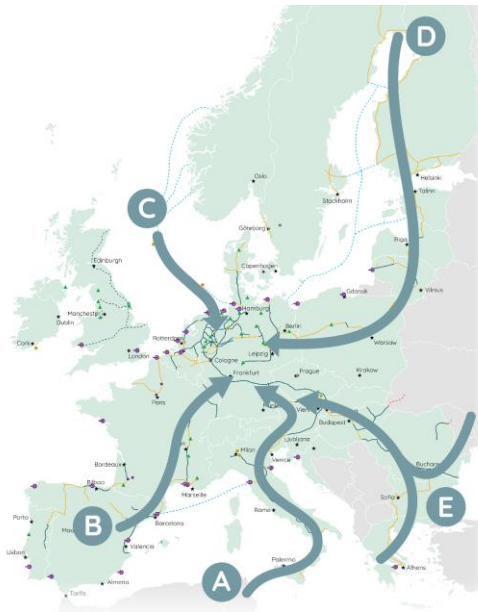


Figura 47 - EHB 2022-05 - Mappa dei "corridoi" di importazione di idrogeno al 2030.

8.8 Carbon Capture and Storage (CCS)

La CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) è un processo tecnologico che consente di evitare l'immissione in atmosfera di anidride carbonica proveniente da grandi impianti industriali e/o di generazione elettrica attraverso la sua cattura e successivo utilizzo oppure stoccaggio geologico di lungo termine.

L'importanza della CCUS in generale, e della CCS in particolare, nella transizione energetica è primariamente legata al suo ruolo per decarbonizzare l'industria, in particolare nei suoi settori più energivori e all'interno dei processi, i cosiddetti «hard-to-abate». Lato processi, esistono attività produttive le cui emissioni sono legate alle trasformazioni chimico fisiche che avvengono nel processo stesso per le quali non esistono soluzioni tecnologiche mature alternative alla cattura e lo stoccaggio della CO₂. È il caso, ad esempio, della produzione del cemento, dove i due terzi circa della CO₂ provengono dalla calcinazione del calcare, o della siderurgia, nella quale il carbonio è un elemento imprescindibile della metallurgia dell'acciaio.

Un altro aspetto importante ai fini della sostenibilità economica e dell'efficienza dei progetti di CCUS è la possibilità di sfruttare le economie di scala soprattutto di natura logistica; una volta catturata la anidride carbonica, quest'ultima deve essere infatti trasportata sino agli eventuali utilizzatori finali (CCU_S) o fino ai giacimenti di stoccaggio (CCU_S) e quindi la presenza di una rete di trasporto della

CO₂ e la vicinanza dello stoccaggio diventano fattori critici di progetto. Nasce così il concetto di “CCUS Hub”, in cui più soggetti industriali possono aggregarsi per condividere le infrastrutture di trasporto e stoccaggio. Tali progetti possono avere un significativo impatto nella riduzione dei costi unitari di cattura delle emissioni e quindi, in ultima istanza, nel determinare la competitività economica della CCUS rispetto alle alternative disponibili.

Il ruolo della CCS è ampiamente riconosciuto per raggiungere la neutralità climatica e l’obiettivo di limitare il riscaldamento globale entro 1,5 gradi e nel PNIEC 2024 si riconosce che il ricorso alla cattura e allo stoccaggio/utilizzo della CO₂ è indispensabile per trarre vantaggio dall’obiettivo di contenimento del riscaldamento globale, dando già dal 2030 un indirizzo di sviluppo per tale tecnologia. Occorre al riguardo ricordare che nella strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, pubblicata nel 2021 si evidenzia che per raggiungere la neutralità carbonica al 2050, sarà difficile fare a meno di sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂, con un’esigenza fino a 40 milioni di tonnellate catturate all’anno, anche se molto dipenderà dalle capacità degli assorbimenti naturali e dall’evoluzione dell’intero sistema economico. Anche alla luce di tali scenari di lungo termine, alcuni tra i principali operatori industriali del settore “energy” stanno ponendo attenzione al tema.

Al fine di testare anche la prontezza del mercato verso la tecnologia CCS, Eni e Snam hanno lanciato un’indagine di mercato «Indagine sul potenziale mercato per il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ presso il sito di Ravenna CCS» indirizzata a soggetti con siti emissivi sul territorio italiano e rimasta attiva dal 7 febbraio al 5 maggio 2024. Le manifestazioni di interesse non vincolanti raccolte corrispondono a un potenziale di cattura pari a circa 30 Mton/anno di CO₂ intorno il 2030, confermando l’importanza attribuita alla CCS da parte del tessuto industriale italiano, in particolare dai settori Hard to Abate, Termoelettrico e Waste to Energy.

Si è inoltre avviata un’iniziativa progettuale denominata “Ravenna CCS Hub” finalizzata a coinvolgere realtà produttive limitrofe all’omonimo polo industriale valorizzando così i campi di estrazione gas in via di esaurimento nel Mare Adriatico. Il potenziale di stoccaggio complessivo di questi campi viene stimato in 500 milioni di tonnellate. Il progetto prevede uno sviluppo in fasi successive che porterà ad una capacità di cattura stimata in 4 Mt/anno a partire dal 2030 con ulteriori possibili espansioni successive fino a 16 Mt/anno entro il 2040. Qualora realizzato, questo Hub potrebbe consentire di decarbonizzare una parte significativa delle sorgenti emissive industriali di grandi dimensioni della Pianura Padana e, eventualmente, permettere l’applicazione della tecnologia CCUS anche ad alcuni impianti termoelettrici a gas ubicati nell’area. La realizzazione del “progetto Ravenna” potrebbe inoltre rappresentare un primo passo per la replica di iniziative analoghe in giacimenti esauriti.

Negli scenari elaborati la CCS contribuisce al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione con un contributo di 4 Mt/anno al 2030 allineato al PNIEC 2024 ed al 2040 un contributo di 34 Mt/anno e 40 Mt/anno rispettivamente negli scenari DE-IT e GA-IT.



9 ANNEX I: Coerenza con gli scenari europei

Il presente Documento di Descrizione degli Scenari 2024 è stato redatto in ottemperanza delle deliberazioni 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas. Ai sensi delle deliberazioni 627/16/R/eel (e s.m.i.) e 468/18/R/gas (e s.m.i.) il documento deve essere elaborato in coerenza con gli scenari sviluppati a livello Europeo in ambito TYNDP.

Nel presente paragrafo viene riportato un confronto generale con gli scenari ENTSOs⁶⁵ considerando le informazioni disponibili al momento della stesura del DDS 2024⁶⁶ e vengono evidenziate eventuali differenze circa le assunzioni fatte corredate dalle motivazioni a supporto di tali scelte.

Il confronto si concentra sul 2030 (PNIEC Policy con NT+) e sui due scenari al 2040 (DE-IT con DE e GA-IT con GA) considerando che gli scenari al 2035 si collocano sulle traiettorie e di conseguenza riflettono gli eventuali disallineamenti sui due punti estremi (Figura 13 e Figura 14).

Un aspetto particolarmente rilevante da sottolineare è come al 2040 gli scenari ENTSOs non si basano su dati forniti dai singoli TSO nazionali ma utilizzino un cosiddetto *expansion model*. Tale modello cerca di ottimizzare l'intero sistema europeo per tutti i settori energetici, ricercando la soluzione che soddisfi i fabbisogni energetici al minimo costo, lasciando al modello la totale libertà di installare risorse (generazione, accumuli, elettrolizzatori) e di espandere la rete di qualsiasi vettore energetico. Vista la complessità del sistema europeo il modello deve necessariamente adottare una serie di semplificazioni per fornire una soluzione in tempi adeguati. Laddove queste semplificazioni comportano risultati poco robusti o realistici è opportuno considerare non solo il dato degli ENTSOs ma anche evidenze empiriche (es. tassi di crescita storici) o progetti effettivamente realizzati o in fase di pianificazione.

9.1 Prezzi commodities

Le assunzioni relative ai prezzi delle commodities utilizzati in ambito TYNDP 2024, sono raccolte nel documento "Scenario Report" pubblicato nel mese di maggio 2024. Come riportato in tale documento le analisi effettuate per la determinazione di tali prezzi si basano principalmente su IEA World Energy Outlook 2022 e altre fonti di letteratura internazionale.

9.2 Fabbisogno elettrico

Il fabbisogno elettrico di 362 TWh identificato nello scenario PNIEC Policy è sostanzialmente in linea con quanto assunto nello scenario NT+ con, però, una diversa componente di consumo associata alla produzione di H2 tramite elettrolisi. Questo significa che nello scenario PNIEC Policy si è assunto un fabbisogno legato a usi tradizionali maggiore.

Al 2040 invece, il fabbisogno ipotizzato nel DDS 2024 è inferiore a quanto considerato negli scenari ENTSOs per effetto i) di una minore installazione ed utilizzo degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno e ii) una minore diffusione di auto elettriche e pompe di calore.

⁶⁵ <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

⁶⁶ Al momento della stesura del DDS 2024 si è ancora in attesa del parere definitivo della Commissione Europea e dell'ACER sugli scenari ENTSOs presi a riferimento.

Tabella 38 - Fabbisogno elettrico stimato in ambito europeo nel processo di definizione degli scenari TYNDP 2024 a confronto con gli scenari DDS 2024 (2030 e 2040) [TWh]

	2030		2040			
	NT+	PNIEC Policy	DE	DE-IT	GA	GA-IT
Fabbisogno elettrico	363	362	452	438	435	415
.....di cui per H2	4	10	34	27	44	27

9.3 Capacità installata generazione elettrica

La capacità installata di generazione elettrica degli scenari sviluppati in ambito ENTSOs è presa come riferimento per tutta l'Europa anche per gli scenari descritti in questo documento.

L'Italia fa eccezione in quanto sia la capacità installata termoelettrica che quella rinnovabile sono state aggiornate e modificate per riflettere le informazioni più aggiornate disponibili.

Con particolare riferimento alla generazione FER, gli scenari ENTSOs ne prevedono un volume maggiore soprattutto al 2040, mentre la differenza è molto più contenuta per il 2030.

La forte differenza al 2040 è dovuta al differente approccio utilizzato: nel caso degli scenari ENTSOs l'approccio expansion model citato in precedenza, mentre nel caso del DDS 2024 si è preferita una analisi di maggior dettaglio delle tendenze storiche, delle richieste di connessione e delle attuali politiche di sviluppo delle fonti rinnovabili ad oggi previste.

Tabella 39 - Capacità FER stimata in ambito europeo nel processo di definizione degli scenari TYNDP 2024 a confronto con gli scenari DDS 2024 (2030 e 2040) [GW]

	2030		2040			
	NT+	PNIEC Policy	DE	DE-IT	GA	GA-IT
Solare	74,6	79,3	159,2	121,0	158,8	111,0
Eolico Onshore	18,5	26,0	25,4	34,0	24,3	31,0
Eolico Offshore	8,5	2,1	18,5	15,1	18,5	12,1
TOTALE	101,6	107,4	203,1	170,1	201,6	154,1

9.4 Producibilità impianti FER

Gli scenari sviluppati e descritti nell'ambito del TYNDP 2024 si basano sulle informazioni e le analisi contenute nel PECD (Pan-European Climate Database) sviluppato da ENTSO-E. Tale database contiene non solo le condizioni meteo (temperatura, irraggiamento etc.) ma anche i profili orari di produzione per le varie tecnologie rinnovabili (eolico e solare) per ogni zona di mercato che viene modellizzata in ambito TYNDP e per ogni anno climatico registrato. Le tecnologie incluse nel dataset sono l'eolico onshore, l'eolico offshore ed il solare, per le quali viene fornito un unico profilo per l'intera zona di mercato per ogni anno climatico.

Per lo sviluppo degli scenari descritti in questo documento si è ritenuto opportuno integrare quanto fornito dalle analisi ENTSOs con dati più dettagliati per il solare in Italia che tenessero conto delle differenze esistenti e future tra le varie tipologie di solare: fotovoltaico su tetto, struttura fissa a terra e struttura con tracker a terra data l'importanza che questa tecnologia riveste negli scenari futuri (cfr. 5.3).

9.5 Capacità di interconnessione elettrica

Per quanto riguarda la modellizzazione della rete di trasmissione a livello europeo, gli scenari del TYNDP prevedono al 2040 ulteriori interventi di espansione delle infrastrutture di trasporto tra i vari paesi modellizzati, come risultato dell'expansion model, citato precedentemente.

Questo approccio modellistico è eccessivamente semplificato e, di fatto, trascura una serie di elementi fondamentali, quali la valutazione di lunghi processi autorizzativi o il raggiungimento di accordi tra paesi confinanti che sono alla base di qualunque processo di aumento o creazione di nuova capacità di interconnessione.

Per gli scenari oggetto di questo documento si considerano, invece, le tempistiche, più aggiornate possibili, di realizzazione degli interventi di sviluppo, come previste nel PdS.

Non sono stati considerati, ai fini del DDS 2024, interventi di sviluppo determinati in modo endogeno dall'expansion model.

9.6 Domanda di gas

La domanda di gas elaborata in tale documento presenta alcune differenze rispetto agli scenari europei, benché sviluppata secondo le medesime storyline. In particolare, al 2030, il PNIEC Policy differisce rispetto allo scenario ENTSOs (c.d., National Trends+, NT+) in quanto incorpora le più recenti tendenze di evoluzione della domanda previste dal PNIEC 2024. Inoltre, si segnala una modalità più precisa dell'allocazione del calore tra termoelettrico ed industria per adeguamento dell'Italia alla metodologia EUROSTAT.

Per gli scenari DE-IT e GA-IT al 2040, le simulazioni del mercato elettrico evidenziano una domanda di gas naturale per la produzione elettrica più alta rispetto agli scenari europei DE e GA. Il principale motivo di questa differenza risiede nella capacità installata e nella conseguente produzione da FER elettriche negli scenari ENTSOs, i quali prevedono uno sviluppo maggiore di tali tecnologie (si veda il paragrafo 9.1). Nell'analisi della domanda di gas per l'NT+ valgono pressoché le medesime considerazioni fatte per il 2030. Per quanto concerne la domanda di gas negli altri usi negli scenari di deviazione DE e GA, si può notare come essi siano pressoché allineati. Infatti, confrontando gli scenari, che hanno alla base la medesima narrazione, si osserva che la domanda di gas per altri usi è pari a 39,0 Gm³ sia nello scenario DE che nello scenario DE-IT, e uguale a 45,9 Gm³ e 45,1 Gm³ negli scenari GA e GA-IT, rispettivamente. Considerando il totale dei gas verdi, biometano e idrogeno verde, le differenze sono minime: 16,7 Gm³ nello scenario DE e 17,7 Gm³ nello scenario DE-IT, e 22,8 Gm³ nello scenario GA e 20,2 Gm³ nello scenario GA-IT. Negli scenari Snam-Terna, l'intervallo di incertezza esplorato dai due scenari in merito ai gas verdi è stato leggermente ridotto grazie a valutazioni di maggior dettaglio effettuate in ambito nazionale. Si segnala inoltre uno sviluppo maggiore del biometano negli scenari Snam-Terna e un leggero rallentamento dell'idrogeno verde.

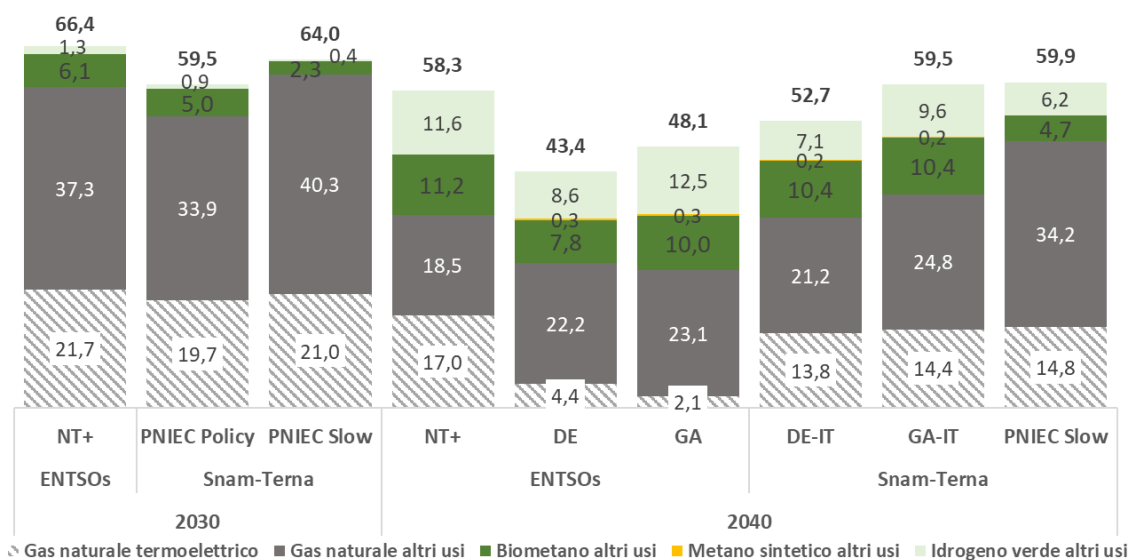
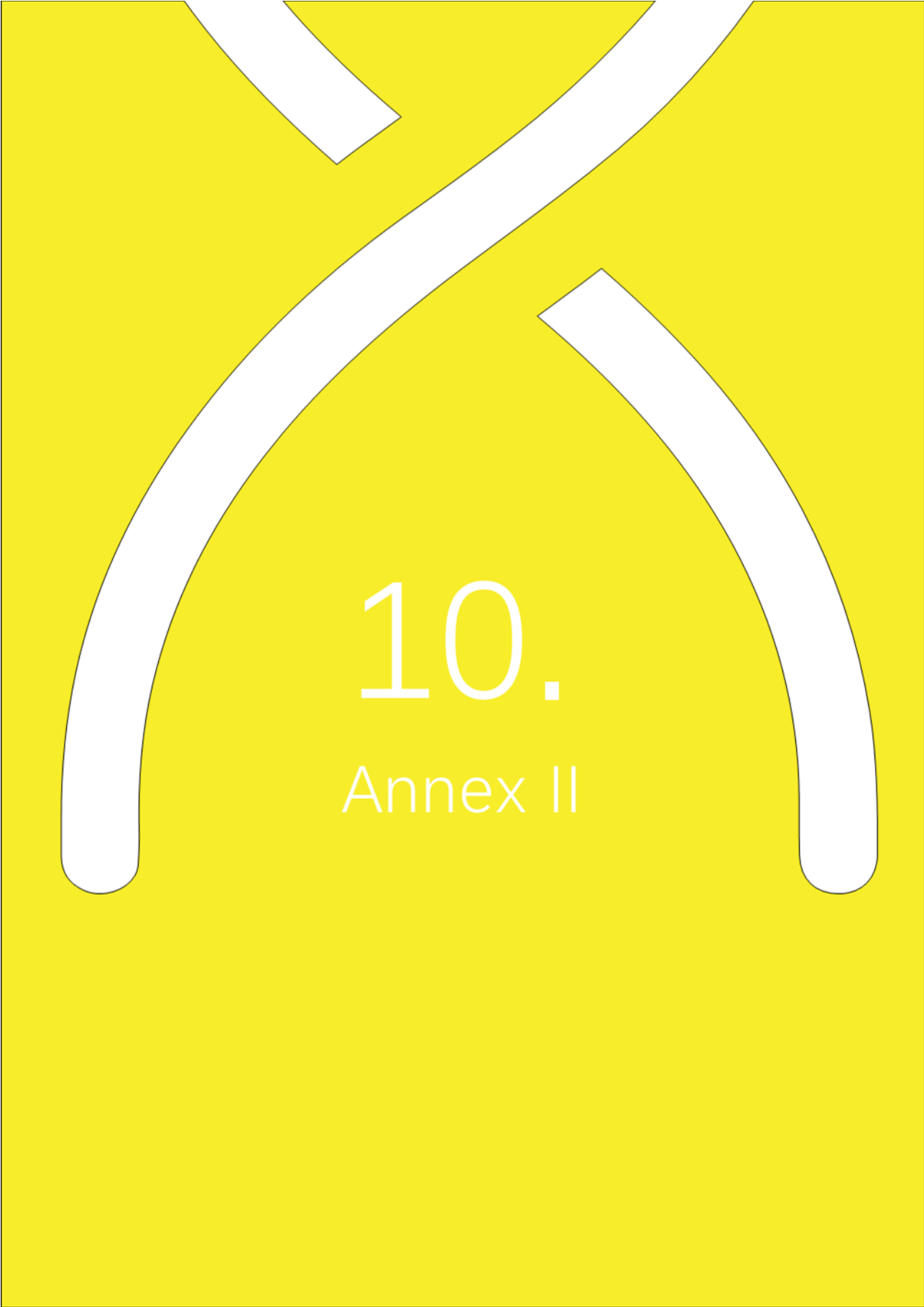


Figura 48 - Confronto domanda gas naturale, biometano e idrogeno (Gm³eq) degli scenari TYNDP 2024 (NT+, DE e GA) vs scenari Snam Terna (PNIEC Policy, DE-IT, GA-IT e PNIEC Slow)

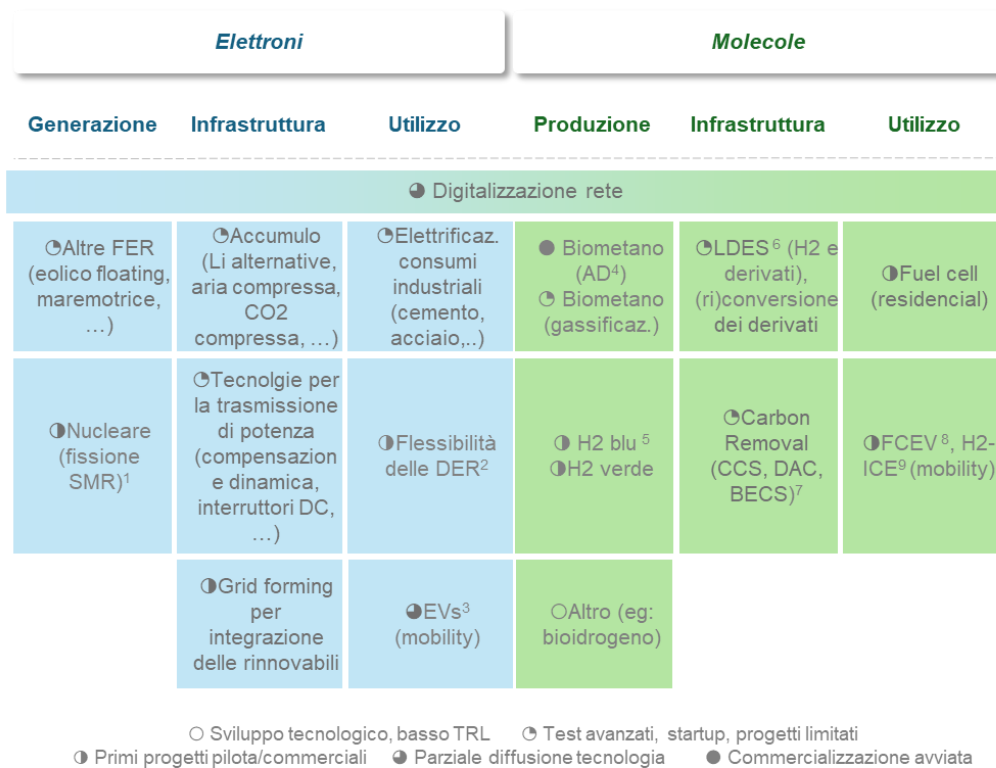


10 ANNEX II: Tecnologie innovative abilitanti la decarbonizzazione

10.1 Obiettivi di decarbonizzazione al 2050

Per conseguire gli ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni dell'Unione Europea di medio periodo, ma soprattutto ottenere un sistema energetico "net zero emissions" entro il 2050, sarà necessario ampliare il perimetro delle tecnologie attualmente in uso nel sistema energetico.

Dalle innovazioni tecnologiche che investirà il mondo energetico e dalla transizione digitale, arriverà un significativo contributo nei prossimi anni. Lo sviluppo tecnologico e l'innovazione si posizionano infatti come potenziali elementi abilitatori di nuove soluzioni sostenibili, sia lato gas che lato elettrico. Tecnologie per la produzione di gas verdi e a basse emissioni di carbonio insieme a soluzioni avanzate di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS) sono parte dell'evoluzione del settore gas del prossimo decennio. Parallelamente, la crescente diffusione di fonti rinnovabili non programmabili come solare ed eolico, accompagnato dallo sviluppo dello storage elettrochimico (oltre a nuove soluzioni abilitanti il long duration energy storage) e dal processo di elettrificazione della domanda richiedono un approccio diverso lungo tutta la catena del valore dell'energia. Così pure, la digitalizzazione permetterà una gestione ancora più intelligente e flessibile delle reti, grazie all'integrazione di tecnologie già relativamente diffuse come l'intelligenza artificiale, l'Internet of Things (IoT).



(1) Small Modular Reactors; (2) Distributed Energy Resources; (3) Electric Vehicles; (4) Anaerobic Digestion; (5) Carbon Capture and Storage; (6) Long Duration Energy Storage; (7) Carbon Capture and Storage, Direct Air Capture, Bioenergy with carbon capture and Storage; (8) Fuel Cell Electric Vehicle; (9) Hydrogen Internal Combustion Engine

Figura 49 - Mappatura di alcune delle principali tecnologie di interesse per l'evoluzione del sistema energetico

In Figura 49 sono presentate alcune delle tecnologie, che allo stato delle conoscenze attuali, risultano essere promettenti e di particolare interesse per l'evoluzione del sistema energetico. La mappatura riportata, ovviamente, non si pone l'obiettivo di descrivere tutto ciò su cui il mondo dell'innovazione e della ricerca sta lavorando, ma più semplicemente evidenzia elementi di

discussione emersi nell'ambito dei tavoli di lavoro Snam Terna per il presente documento e che potranno essere oggetto di approfondimenti e/o evoluzioni nelle prossime edizioni del DDS.

Come si può notare, il ruolo dell'innovazione tecnologica si colloca trasversalmente nella filiera, con soluzioni adatte alla produzione/generazione o applicate in settori finali d'utilizzo o a supporto dell'evoluzione delle reti e infrastrutture energetiche, con diversi gradi di maturità. Alcune di queste, sebbene non ancora considerate negli scenari Snam Terna, sono oggetto di dibattito per il potenziale ruolo che potrebbero ricoprire nel futuro sistema energetico nazionale.

Nei prossimi paragrafi vengono presentate quelle tecnologie che per grado di maturità o di potenziale impatto, si attende forniranno un contributo al sistema energetico nei prossimi decenni.

10.2 Digitalizzazione delle reti elettriche e gas

Le reti elettriche e del gas sono sistemi complessi che hanno già beneficiato di una significativa digitalizzazione, senza la quale non sarebbe stato possibile gestirne l'operatività in modo altrettanto sicuro ed efficiente. Basti pensare all'estensione delle linee, alla numerosità dei diversi elementi di rete, al numero di utenti connessi ad esse e alle diverse tipologie di impianto, per rendere indispensabile l'uso di tecnologie digitali per garantire in modo efficiente il monitoraggio e la gestione in tempo reale su larga scala. La transizione energetica, inoltre, richiede un'ulteriore accelerazione nell'uso di sistemi di intelligenza artificiale che, attraverso strumenti avanzati di monitoraggio e automazione, permettono di analizzare dati in tempo reale, prevenire interruzioni, ottimizzare l'efficienza e gestire grandi volumi di risorse distribuite. Queste tecnologie sono essenziali per rendere le reti più resilienti, sostenibili e in grado di affrontare le sfide future. Di seguito si riportano alcuni tra gli esempi più importanti.

- Tecnologie e strumenti trasversali alle reti elettriche e gas:
 - Sia le reti elettriche che quelle gas hanno come fattore abilitante alla gestione virtuale del sistema la presenza di cavi in fibra ottica (utilizzati sia per trasmissione dati ad alta velocità all'interno della rete, sia per diagnostica di rete) e la connettività avanzata (per la trasmissione di dati anche in zone remote e sprovviste di connessione di rete). A questi si aggiungono apparecchi smart e sensori utilizzati per il monitoraggio delle reti e degli impianti, la robotica (per migliorare la sicurezza e supportare o eseguire operazioni, manutenzione e riparazioni all'interno della rete) e l'utilizzo di Big Data/Data Platform per l'analisi dei dati e migliorare l'efficienza e il mantenimento della rete. Entrambe le reti sono supportate da risorse computazionali all'avanguardia, on premise e secondo gli standard di sicurezza più elevati e laddove possibile tramite servizi cloud.
 - Digital twin: replica digitale della rete fisica legata all'infrastruttura in grado di monitorare le operazioni in tempo reale, effettuare simulazioni, prioritizzare le attività di manutenzione e intervenire direttamente su alcuni asset da remoto.
 - Diversi algoritmi di Intelligenza Artificiale (IA) sono ormai parte essenziale nella gestione delle reti. Per esempio, si possono considerare gli algoritmi predittivi che rendono più efficiente l'esercizio dei mercati e che rendono più sicura la rete grazie alla manutenzione predittiva. Nello specifico sono in corso di sviluppo anche diverse attività in ambito Generative AI, per rendere ancora più efficiente l'accesso alle informazioni e il supporto alla gestione di grossi volumi di pratiche.
- Tecnologie e strumenti specifici alle reti elettriche:
 - Dati i tempi caratteristici di evoluzione dei parametri della rete elettrica, sono divenuti di comune utilizzo gli strumenti di gestione periferica, per esempio per azionare localmente i sistemi di difesa nell'ordine delle centinaia di millisecondi.
 - La portata massima di una linea è condizionata anche dalla temperatura dell'ambiente circostante e del vento. Grazie a meccanismi come il Dynamic Thermal Rating è possibile aumentare le capacità di trasporto delle linee portando rapidamente benefici in termini di economicità del servizio con costi di investimento relativamente ridotti.

- In ambito IA, la gestione del mercato dei servizi di dispacciamento deve la sua efficienza ad algoritmi di previsione della produzione da fonti rinnovabili, dei consumi, dei fabbisogni di bilanciamento e dei flussi dall'estero e dalle reti di distribuzione. Gestire l'importante impatto della generazione distribuita sui flussi di corrente con un'osservabilità solo parziale delle risorse è infatti una sfida molto complicata che sarebbe impossibile da gestire senza l'IA. Più in generale, l'intelligenza artificiale sta assumendo sempre di più il ruolo di copilota, di fatto supportando sempre di più gli operatori delle sale di controllo nelle loro azioni. Anche per la gestione degli asset esistono diverse applicazioni importanti. I droni, equipaggiati con sensori avanzati combinati con algoritmi di IA, permettono un monitoraggio efficiente dello stato di salute delle linee elettriche, rilevando tempestivamente anomalie rendendo più efficace la manutenzione. Dato l'elevato numero di cantieri, si stanno sviluppando applicativi per il monitoraggio real time dello stato di avanzamento dei lavori. L'IA dà un contributo importante anche per identificare tempestivamente eventuali interferenze con le infrastrutture elettriche tramite le analisi delle immagini satellitari, ad esempio per identificare irregolarità edilizie, espansione della vegetazione o anche fenomeni più rapidi come la fire detection.
- Tecnologie e strumenti specifici alle reti gas:
 - INSAR (Interferometric Synthetic Aperture Radar): metodo geodetico utilizzato per generare mappe di deformazione superficiale o modelli digitali di elevazione, sfruttando le differenze nella fase delle onde che ritornano al satellite o all'aereo efficace nel monitoraggio geofisico di pericoli, nonché nell'ingegneria strutturale, in particolare nel monitoraggio della subsidenza e della stabilità strutturale, supportando i geologi nell'identificazione rapida di aree a rischio idrogeologico.
 - Dispositivi di rilevazione gas capaci di identificare e quantificare, in near-real time, fughe di gas metano e in prospettiva di altri gas trasportati (H₂, CO₂) dagli impianti.
 - IA: nelle reti gas, l'IA è utilizzata per automatizzare alcune operazioni e migliorare la gestione e progettazione della rete (eg: methane detector), per la simulazione avanzata e sviluppo di una rete multimolecola, per consentire decisioni data-driven, per aumentare la cybersecurity e per supportare la manutenzione e prevenzione. L'intelligenza artificiale generativa, seppur primariamente utilizzata a livello di efficienza e produttività individuale, può essere adottata in termini di data insights e anche per l'interfaccia dell'esperienza utente di strumenti digitali avanzati.

10.3 Tecnologie nel settore elettrico

Rispetto a quanto descritto in 10.1 per il sistema elettrico si è preferito concentrare l'attenzione su quelle evoluzioni tecnologiche che, per maturità e/o evoluzione degli indirizzi di policy, potrebbero essere già oggetto dei prossimi scenari Snam Terna (2026).

10.3.1 Tecnologia nucleare

Nell'aprile del 2021, la Commissione Europea ha aggiornato la tassonomia dell'Unione Europea sulla finanza sostenibile includendo anche l'energia nucleare tra le risorse funzionali al raggiungimento degli obiettivi della transizione energetica e neutralità climatica entro il 2050.

A settembre 2023, il governo italiano ha avviato la Piattaforma Nazionale per il Nucleare Sostenibile (PNNS) per coordinare tutti i soggetti che si occupano delle diverse componenti della filiera nucleare. La PNNS ha come obiettivo quello di definire un percorso finalizzato a una possibile ripresa dell'utilizzo dell'energia nucleare in Italia.

Basandosi sulle risultanze della PNNS, il PNIEC 2024 ha realizzato un primo scenario esplorativo circa il possibile sviluppo della capacità di generazione nucleare⁶⁷. In particolare, il PNIEC 2024 descrive il potenziale ruolo della tecnologia nucleare nella strategia a lungo termine per raggiungere l'obiettivo "net zero" al 2050, senza però considerarlo esplicitamente negli scenari energetici di policy. Riprendendo elementi della letteratura scientifica internazionale, nel documento si riporta come "un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è possibile, ma non economicamente efficiente, in quanto più ci si avvicina al 100% di quota rinnovabile, più i costi di sistema (ad es. per lo sviluppo dei sistemi di accumulo e delle reti) crescono rapidamente".

Il PNIEC indica che sarebbe quindi utile disporre di una certa quota di generazione elettrica programmabile esente da emissioni di gas climalteranti, che potrebbe includere il nucleare, in grado di affiancare le fonti rinnovabili non programmabili per garantire una loro migliore integrazione nel sistema. Tale quota nucleare è stimata nel documento in circa 2 GW al 2040 e fino a 8 GW al 2050. Lo scenario è considerato una variante dei bilanci energetici "ufficiali", elaborati ai sensi del Regolamento UE 2018/1999.

In questo primo scenario "esplorativo" del PNIEC la presenza del nucleare potrebbe contribuire per il 3% circa alla copertura del fabbisogno al 2040 crescendo ulteriormente fino a coprire l'11% circa della richiesta di energia elettrica al 2050, consentendo così di raggiungere il target di neutralità climatica in parziale sostituzione della tecnologia GAS+CCS altrimenti necessaria.

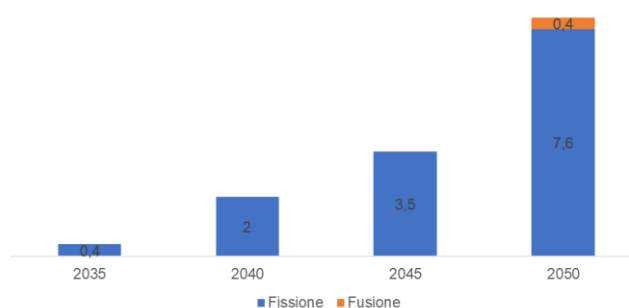


Figura 50- Possibile progressione temporale della capacità installata [GW] (PNIEC 2024)

Nella fase iniziale si ipotizza uno sviluppo di Small Modular Reactors (SMR). Per SMR si intendono i reattori con taglia compresa, generalmente, tra i 50 e i 300 MW elettrici di natura modulare, ovvero che consentono una standardizzazione dei processi di costruzione delle varie componenti. Questa tipologia di reattore è, ad oggi, uno dei principali riferimenti in quanto promette di ridurre i rischi di investimento e di progetto grazie alla modularità e compattezza della soluzione. Nello specifico ad oggi si considerano principalmente sia gli SMR di generazione "III+", ovvero della tipologia ad acqua pressurizzata, nettamente la più diffusa al mondo per la produzione di energia, sia quelli di IV generazione, anche chiamati Advanced Modular Reactor (AMR) che sfruttano refrigeranti diversi consentendo un maggiore utilizzo del combustibile e una minore produzione di rifiuti radioattivi. In coerenza con il PNIEC 2024, gli scenari descritti nel DDS 2024 non considerano la presenza di generazione nucleare nei bilanci energetici 2030 e 2040. È tuttavia possibile, a partire dallo scenario DE-IT 2040 del DDS, simulare una variante dello scenario, in cui si ipotizza la presenza nel sistema di 2 GW di capacità nucleare così come riportato nel PNIEC stesso. A parità di altre condizioni la tecnologia nucleare contribuirebbe per il 3% (13 TWh) circa alla copertura del fabbisogno su tale anno target. Questo 3% si aggiungerebbe al già presente 76% di copertura del fabbisogno da fonte FER, per arrivare ad avere quasi l'80% del fabbisogno elettrico soddisfatto da risorse a emissioni climalteranti nulle (Figura 51).

⁶⁷ Nel documento PNIEC il nucleare è citato solo fra gli ambiti di ricerca e innovazione, senza sviluppare in maniera quantitativa il suo possibile contributo.

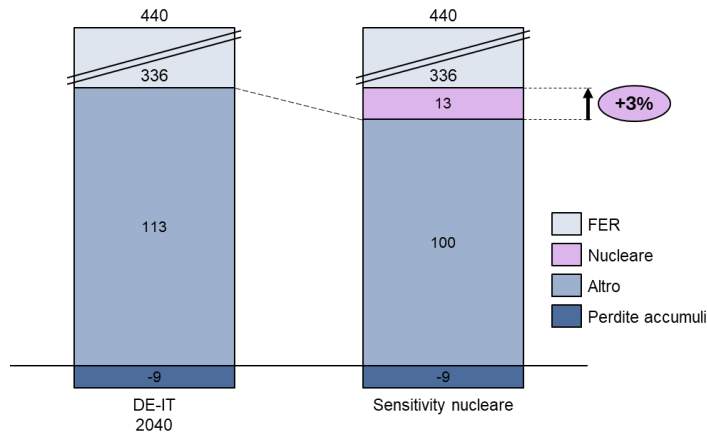


Figura 51 – Possibile impatto tecnologia nucleare sullo scenario DE-IT 2040

10.3.2 Grid forming per l'integrazione delle rinnovabili

Per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, gli scenari energetici prevedono una sempre più elevata penetrazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili di tipo inverter-based e di sistemi di accumulo elettrochimico (7.2.2).

Entrambe queste tecnologie non possono ad oggi garantire le stesse prestazioni dei generatori sincroni rotanti delle tradizionali centrali termo-elettriche. In particolare, i problemi principali sono dovuti all'incapacità di tali impianti di imporre i valori richiesti di tensione e corrente indipendentemente dallo stato dei parametri di rete, oltre che di fornire intrinsecamente inerzia di rete⁶⁸ e potenza di corto-circuito: ciò comporta l'impossibilità di gestire in sicurezza la rete in un contesto di forte penetrazione di sistemi inverter-based.

Per far fronte a questi limiti tipici delle risorse inverter-based, da alcuni anni si è affermata l'idea che particolari tecniche di controllo degli inverter, denominate Grid Forming (GFM), possano essere utilizzate per supportare la stabilità di reti interconnesse, lavorando anche in parallelo a generatori tradizionali. Il controllo GFM sarebbe infatti in grado di emulare in buona parte il funzionamento di un generatore sincrono. La sua diffusione negli anni su un numero crescente di impianti supporterebbe l'esercizio in sicurezza di reti con penetrazione rinnovabile sempre maggiore. Inoltre, questa tecnologia comporterebbe costi aggiuntivi moderati rispetto ad un sistema inverter-based tradizionale e sarebbe applicabile a impianti che dovranno comunque essere realizzati, rappresentando così un'opzione a bassi costi d'investimento da affiancare ad altre risorse in uso (ad esempio, compensatori sincroni e STATCOM). La quasi totalità degli inverter connessi in rete attualmente, infatti, sono di tipo Grid Following, ovvero "seguono" la rete. Ciò significa che per riuscire a mantenere il sincronismo con la rete, gli inverter impiegano tecniche di controllo basate su algoritmi come i Phase Locked Loop (PLL), il cui obiettivo originario è quello di misurare tensione e frequenza di rete e creare una forma d'onda della corrente in uscita che sia sincrona e in fase con la tensione di rete al punto di connessione. Questo comportamento è definito, in elettrotecnica, di tipo "sorgente di corrente".

Invece, un controllo di tipo GFM fa sì che l'inverter connesso all'impianto si comporti come sorgente di tensione, e non di corrente, ovvero come un generatore che opera fissando la tensione ai propri morsetti di output, non dovendo perciò necessariamente inseguire quelle della rete. Possedendo un suo riferimento interno di tensione, l'inverter GFM si oppone naturalmente ad ogni variazione della

⁶⁸ Ovvero la capacità della rete di opporsi a cambiamenti repentini della frequenza.

tensione di rete, al fine di ottenere una risposta – almeno da un punto di vista concettuale – simile a quella di una macchina sincrona.

Ad oggi esistono già alcuni esempi applicativi di questa tecnologia. Recentemente ACER ha condotto anche una consultazione per aggiornare il codice europeo NC RfG (Network Code Requirements for Generators), che a sua volta funge da linea guida per i codici di rete nazionali sui requisiti dei generatori sincroni e inverter-based.

10.3.3 Flessibilità delle risorse distribuite

La transizione del sistema elettrico richiede un incremento progressivo, non necessariamente lineare, della complessità di gestione dello stesso che sarà caratterizzato da una overgeneration strutturale all'aumentare della capacità rinnovabile installata, da una curva di carico residuo nulla o negativa, da significative rampe di carico residuo positive o negative, da picchi di carico sostenuti, nonché da una disponibilità progressivamente più limitata di tecnologie regolanti programmabili e infine da potenziali fenomeni di instabilità.

Per gestire queste complessità servirà fare ricorso a tutti i contributi flessibili disponibili, specialmente con riferimento alla scala temporale giornaliera/orario che risulterà fortemente influenzata, nel caso del sistema italiano, dal profilo di generazione solare. Sarà quindi necessario disporre di tecnologie e soluzioni che consentano di accumulare sistematicamente l'energia rinnovabile nelle ore centrali del giorno per renderla disponibile nel resto della giornata. Questo compito potrà essere svolto dagli accumuli fisici o anche da quelli virtuali come, per esempio, aggregati di risorse distribuite che possono modificare il loro profilo di scambio con la rete.

Le risorse distribuite aggregate, che generalmente forniscono un servizio di Demand Response, possono fornire un contributo alla gestione del sistema elettrico nazionale, sia tramite il mercato dell'energia in forma indiretta che tramite quello dei servizi ancillari in forma diretta. Queste risorse possono supportare la rete sia fornendo una riduzione del carico, funzionale alla gestione dell'adeguatezza operativa, sia fornendo uno spostamento temporale del consumo, associabile alla programmazione e al bilanciamento fino al tempo reale, saranno uno strumento complementare a disposizione del TSO. Questo sarà associato a tecnologie dei settori residenziale e commerciale considerando che il segmento della flessibilità industriale è limitato da vincoli di processo.

Un esempio di queste tecnologie sono le pompe di calore e le auto elettriche che presentano una capacità di accumulo «embedded» (batterie o inerzia termica degli edifici) che le rende, a loro volta, particolarmente adatte a fornire servizi di Load Shifting.

La flessibilità distribuita di piccola taglia e aggregata è comunque un segmento che richiede maggiori approfondimenti sia tecnologici che commerciali. Infatti, al momento esistono alcuni limiti che riducono la partecipazione di queste risorse ai mercati: per esempio, sono assenti standard tecnologici e sono onerosi i processi di ingaggio e gestione commerciale.

Auto elettriche

La domanda elettrica proveniente da veicoli elettrici su perimetro italiano è attesa essere in crescita nei prossimi anni, seppur con un tasso di crescita inferiori alla media europea. La crescita del parco circolante EVs ed EVSEs in Italia è supportata da una serie di incentivi e/o normative di ordine istituzionale, sia nazionale che europeo.

Da un punto di vista tecnologico, lo stato dell'arte relativo alla mobilità elettrica, ci permette di affermare che funzionalità V1G/Smart Charging, ovvero la semplice modulazione del prelievo di potenza per svolgere servizi di flessibilità per la rete elettrica, sono ormai largamente affermate commercialmente. Al contempo, dato che tali funzionalità non sono percepite come indispensabili né vengono imposte da requisiti normativi, il parco circolante attuale non è caratterizzato da una diffusione di massa delle stesse. Al netto di un unico produttore di veicoli elettrici commerciali, invece, le funzionalità V2G (vehicle to grid), che comportano anche l'immissione in rete, sono

maggiormente distanti dal trovare un largo riscontro di mercato. Ciò è probabilmente dovuto alle complessità tecniche derivanti, in parte, da una standardizzazione dei protocolli di comunicazione molto frammentata.

Relativamente alla mobilità pesante ed alle infrastrutture di ricarica rapida e ad alta potenza (i cosiddetti MWchargers), la tecnologia comincia a diventare realtà pratica e la domanda si sposta su quanto rapidamente/efficacemente riuscirà a coprire una certa quota di mercato.

10.4 Tecnologie per il sistema gas

10.4.1 Produzione molecole decarbonizzate

Biometano

Il mercato del biometano in Italia sta emergendo come uno dei mercati più dinamici del continente, confermato anche dal numero crescente di richieste di allacciamenti pervenute nell'ultimo periodo alla rete gas di impianti di produzione di questa molecola verde⁶⁹. Gli scenari indicano un aumento della domanda fino a raggiungere 10,6 Gm³/anno al 2040 (cfr. paragrafo 9.4), sostenuta oggi da un quadro normativo favorevole e nei prossimi anni da sviluppi tecnologici a supporto della produzione.

La tecnologia al momento predominante si basa sulla digestione anaerobica di biomasse quali i residui agricoli, reflui zootecnici, rifiuti organici urbani, fanghi prodotti dai processi di depurazione delle acque. Da questo processo si produce il biogas, una miscela di gas naturale e anidride carbonica biogenica. Con il successivo processo di purificazione del biogas, si ottiene il biometano. Per il settore agricolo, un ulteriore contributo alla produzione può essere fornito dall'introduzione di colture sequenziali tra le rotazioni principali delle colture alimentari che non solo è in grado di accrescere il potenziale di produzione di biogas (biometano), ma aiuta a migliorare la salute del suolo e a prevenire l'erosione.

Diverse le leve tecnologiche che si stanno sperimentando per migliorare l'attuale processo di digestione anaerobica per una maggiore resa di gas naturale e migliorare la velocità della conversione delle biomasse (pretrattamenti termici e chimici che facilitano la decomposizione delle materie prime, codigestione di diverse tipologie di materiali organici per ottimizzare la produzione di biogas, aggiunta di microrganismi specifici). Contestualmente, la ricerca è orientata anche ad individuare nuove soluzioni da applicare al processo di purificazione, che migliorino l'efficienza e riducano le perdite di gas e i costi operativi del processo: rimozione CO₂ e impurità con scrubber ad umido, solventi fisici o con nuove formulazioni chimiche a base di ammine; membrane semipermeabili per il passaggio selettivo del biometano; tecnologie di assorbimento a oscillazione di temperatura (TSA) che raffredda il biogas a temperature molto basse per condensare e separare la CO₂.

In ambito innovativo, la ricerca si sta invece concentrando principalmente su due direzioni: la gassificazione e la produzione di biometano sintetico.

La gassificazione è una tecnologia emergente in grado di incrementare il potenziale di produzione di biometano in Italia in quanto utilizza biomasse ulteriori rispetto a quelle disponibili per la digestione anaerobica. Materiali organici solidi umidi o secchi (biomassa) sono convertiti in gas di sintesi (syngas), attraverso un processo termo-chimico con l'applicazione di calore in presenza di una quantità limitata di ossigeno o vapore.

⁶⁹ 80 contratti di allacciamenti sottoscritti con Snam Rete Gas nel primo semestre 2024 a fronte di 46 del primo semestre 2023.

Oltre alla versatilità delle materie prime organiche utilizzabili, la gassificazione garantisce una più elevata efficienza energetica dalla conversione termochimica rispetto alla digestione anaerobica e la possibilità di offrire una soluzione efficace per il trattamento dei rifiuti. Attualmente gli impianti di gassificazione richiedono investimenti significativi per la costruzione e l'operatività, e la gestione del processo di gassificazione e della purificazione del syngas richiede competenze tecniche avanzate. Tuttavia, già oggi alcuni paesi europei stanno iniziando ad investire in progetti di gassificazione per la produzione di biometano: Svezia, Germania, Francia.

Focus: le diverse fasi della gassificazione

- *Essiccazione*: essiccazione biomassa per rimuovere l'umidità;
- *Pirolisi*: decomposizione in assenza di ossigeno in carbone, gas volatili e liquidi della biomassa essiccata riscaldata;
- *Ossidazione*: produzione di gas di sintesi (syngas) tramite parziale ossidazione del materiale pirolizzato (ossigeno/vapore);
- *Riduzione*: rimozione impurità del syngas, conversione carbonio rimanente in gas combustibili come idrogeno (H₂) e monossido di carbonio (CO).
- *Metanazione*: processo di conversione del syngas purificato in metano.

Per quanto riguarda la produzione di biometano sintetico, una delle strade più promettenti è fornita dal processo di Power to Gas. L'idrogeno prodotto attraverso il processo di elettrolisi da fonti rinnovabili può infatti essere combinato con l'anidride carbonica biogenica catturata durante la produzione di biometano e, attraverso un processo di metanazione, produrre metano sintetico di origine biologica.

Idrogeno decarbonizzato

Delle possibili soluzioni di produzione di idrogeno decarbonizzato (vedi box), le due principali tecnologie disponibili oggi in Italia sono l'elettrolisi (per l'idrogeno verde prodotto con il vettore elettrico) e lo steam methane reforming associato alla cattura della CO₂ (per l'idrogeno blu prodotto a partire dal gas naturale). Le medesime due tecnologie possono essere applicate anche per la produzione di bioidrogeno, al netto di un cambiamento del vettore in ingresso.⁷⁰ Analogamente, gli scenari Snam Terna mostrano una domanda di idrogeno decarbonizzato in crescita, soprattutto dopo il 2030, grazie all'apporto di queste due tecnologie.

Secondo l'International Energy Agency (IEA) le famiglie internazionali di brevetti (IPFs) per le tecnologie di produzione dell'idrogeno sono in crescita, soprattutto per le tecnologie di elettrolisi e i percorsi basati sul gas naturale con cattura, stoccaggio e utilizzo del carbonio (CCUS). Dal 2000, i brevetti globali sull'idrogeno sono cresciuti a un tasso annuo composto del 5%, con l'Unione Europea

Focus: le forme di idrogeno decarbonizzato

- *Idrogeno verde*: idrogeno prodotto per elettrolisi dell'acqua avvalendosi di elettricità prodotta da impianti rinnovabili
- *Idrogeno blu*: idrogeno prodotto attraverso il processo di steam methane reforming con cattura della CO₂ del gas naturale
- *Idrogeno rosa*: si tratta di idrogeno che per la sua produzione sfrutta l'energia nucleare come fonte energetica alla base del processo di elettrolisi dell'acqua;
- *Idrogeno bianco*: è l'idrogeno che si trova nel sottosuolo in forma naturale, ossia senza necessità di essere prodotto a partire da risorse energetiche, in forma pura o come componente di gas naturali. L'estrazione commerciale su larga scala è in fase sperimentale e ci sono ancora incognite legate a disponibilità, geologia e costi di accesso;
- *Idrogeno turchese*; prodotto attraverso un processo di pirolisi del metano. Questo processo, ancora sperimentale, prevede la decomposizione del gas metano (CH₄) in idrogeno (H₂) e carbonio solido, senza emissioni dirette di anidride carbonica (CO₂) in atmosfera.

⁷⁰ Per l'idrogeno verde: elettrolizzatori alimentati da elettricità prodotta da fonti biogeniche quali biomasse, biogas o biocombustibili liquidi. Per l'idrogeno blu: steam reforming applicato al biogas o al biometano.

e il Giappone in testa⁷¹ prefigurando per i prossimi anni miglioramenti tecnologici che potrebbero portare a una riduzione dei costi delle tecnologie in uso.

Lo stato dell'arte degli elettrolizzatori

Ad oggi le tecnologie di elettrolisi commercialmente mature sono prevalentemente quelle basate su alcalini e membrane polimeriche elettrolite, PEM⁷¹. Snam e Terna tengono monitorate le tecnologie disponibili e quelle che in futuro potrebbero acquisire scala commerciale ed essere contestualmente introdotte negli scenari energetici (in particolare: solid oxide electrolyser cell, SOEC e anion exchange membrane, AEM).

L'innovazione tecnologica del processo di reforming

Per quanto riguarda il reforming, lo sviluppo tecnologico è indirizzato, da un lato, al miglioramento del processo tradizionalmente già in uso (lo steam methane reformer, SMR); dall'altro, all'innovazione del processo stesso (l'auto thermal reformer, ATR). Per lo SMR si stanno individuando soluzioni sugli impianti esistenti (retrofitting) in grado di ottenere percentuali di cattura dell'anidride carbonica emessa nel processo fino ad oltre il 90%.⁷² Inoltre, sono attivi studi per ridurre la necessità di cattura della CO₂ solo al feedstock attraverso l'elettificazione del calore necessario al processo in sostituzione della combustione di gas naturale.

L'ATR è una tecnologia che combina due processi chimici di reforming: lo steam reforming (reforming a vapore) e la partial oxidation (ossidazione parziale). In questo modo è possibile ottenere tassi di cattura della CO₂ superiori al 90% a costi inferiori rispetto alla tecnologia tradizionale SMR. Si tratta di una tecnologia, tuttavia, ancora in fase di dimostrazione su scala commerciale. Al momento si contano solo due progetti dimostrativi in costruzione, previsti entrare in funzione tra il 2024 e il 2025.

10.4.2 Tecnologie per la cattura del carbonio

In sinergia per la produzione di idrogeno blu, la cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) sta emergendo come tecnologia in grado di ottenere riduzioni significative di emissioni in settori hard to abate che non possono essere decarbonizzati diversamente (processi produttivi industriali energivori, ad oggi difficilmente elettrificabili, come la produzione di cemento, acciaio, carta, prodotti chimici) e secondariamente anche nel settore termoelettrico.

Allo stato dell'arte è presente una varietà di tecnologie di rimozione del carbonio con diverso grado di maturità tecnologica e capacità di neutralizzare le emissioni (figura 49)⁷³,

⁷¹ IEA, "Global Hydrogen Review 2023", Dicembre 2023

⁷² "Techno-Economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H₂ Production with NG as Feedstock and Fuel", Guido Collodi, Giuliana Azzaro, Noemi Ferrari, Stanley Santos

⁷³ Fonte: Zero Carbon Technology Pathways 2023 Report (Energy & Strategy, Politecnico di Milano).

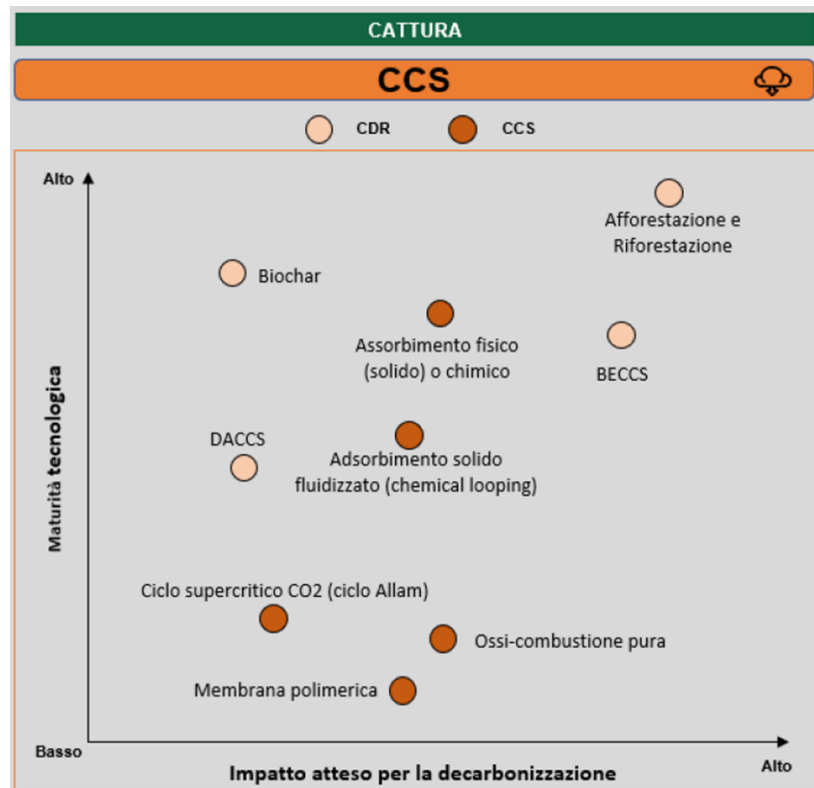


Figura 52 - Principali tecnologie CCS

Le principali tre tecnologie di cattura sono:

- **Tecnologie di pre-combustione:** cattura della CO₂ a monte del processo di combustione convertendo il combustibile in una miscela di idrogeno e CO₂. Le principali tecnologie di separazione pre-combustione si basano sul reforming del gas naturale e la gassificazione delle biomasse o del carbone. A causa degli elevati costi associati al retrofitting in impianti esistenti questa tecnologia si presta ad essere applicata a nuovi impianti;
- **Tecnologie di post-combustione:** la CO₂ viene prodotta dalla combustione della fonte fossile e successivamente catturata utilizzando solventi basati su ammine o innovativi (es. aminoacidi), membrane polimeriche, materiali adsorbenti anche innovativi (metal organic framework), celle a combustibile a carbonati fusi (MCFC);
- **Combustione ossi-combustibile:** prevede un processo di separazione dell'aria in ossigeno e azoto (Air Separation Unit) ed utilizzare il flusso di ossigeno al posto dell'aria per il processo di combustione producendo gas di scarico principalmente costituiti da vapore acqueo e CO₂. Il calore dei fumi può essere inoltre utilizzato per produrre energia elettrica mediante un ciclo termodinamico⁷⁴, mentre la CO₂ può essere separata per semplice raffreddamento e condensazione dell'acqua e catturata per successivo sequestro o riutilizzo.

Soluzioni abilitanti Carbon Negative

Tra le tecnologie carbon negative più rilevanti sono ricomprese la BECCS (bioenergy with carbon capture and storage) e la DACCS (cattura diretta dell'aria con stoccaggio di CO₂).

⁷⁴ Cicli termodinamici con rendimenti e costi molto promettenti, come il ciclo "Allam" ed il ciclo "SCOC-CC", con rendimenti elettrici netti prossimi al 55%.

BECCS: Consiste nel sequestro della CO₂ derivante dall'utilizzo di biocarburanti, bioidrogeno, o da emissioni di combustione per la produzione di calore ed energia in centrali elettriche, impianti di termovalorizzazione e applicazioni industriali alimentate con combustibili da biomassa (cemento, pasta di legno e carta) o utilizzando biochar come agente riducente (acciaio). L'assorbimento chimico è il metodo di cattura più avanzato, ma altre tecnologie di cattura con un fabbisogno energetico inferiore sono in varie fasi di sviluppo (eg: cattura ad adsorbimento solido utilizzando strutture metallo-organiche);

DACS: per la cattura di CO₂ direttamente dall'aria attualmente vengono utilizzati due approcci tecnologici:

- DAC solido (S-DAC): basata su adsorbenti solidi che operano a pressione da ambiente a bassa e temperatura media (80-120 °C);
- DAC liquida (L-DAC) si basa su una soluzione acquosa basica (come l'idrossido di potassio), che rilascia la CO₂ catturata attraverso una serie di unità che funzionano ad alta temperatura (tra 300 °C e 900 °C).

La cattura della CO₂ dall'atmosfera attraverso la DAC è attualmente ad alta intensità energetica, e quindi più costosa, perché la CO₂ nell'atmosfera è molto diluita. Nelle attuali configurazioni degli impianti DAC, l'energia necessaria è influenzata dalla temperatura operativa delle tecnologie.

Contestualmente allo sviluppo di impianti di cattura della CO₂ la realizzazione di infrastrutture per il trasporto e lo stoccaggio della CO₂ molecolare rappresentano un elemento essenziale per lo sviluppo di impianti di grande scala contribuendo ad accelerare la penetrazione di questa tecnologia. Inoltre, la presenza di hub per la CCS con reti di trasporto che convogliano verso un sito di stoccaggio rende economicamente fattibile anche impianti di cattura di taglia più piccola con soluzioni modulari.

Il trasporto via pipeline della CO₂ sembrerebbe rappresentare la soluzione più efficiente e sostenibile per trasportare la CO₂ dagli impianti di cattura a quelli di stoccaggio entro determinate lunghezze e volumi. Data la specificità e le caratteristiche chimico-fisiche della CO₂ oggi esistono condotte specificatamente costruite con lo scopo di trasportare CO₂. Tuttavia, esiste la possibilità di riconvertire gasdotti esistenti (eg: tratte progetto Ravenna) con costo di realizzazione inferiori alla costruzione di nuove condotte.

10.4.3 Tecnologie a gas asservite agli usi finali

Fuel Cell

Le celle a combustibile convertono energia chimica (contenuta appunto in un combustibile) in energia elettrica e termica. Ad oggi le celle a combustibile vengono utilizzate principalmente nei sistemi stazionari per la produzione di energia elettrica (e termica, in caso di recupero calore) e nella mobilità. In aggiunta, esiste la possibilità di utilizzo delle celle di piccola taglia come generatori portabili di energia (fino a 20kW).

Generalmente le celle a combustibile si distinguono in base al tipo di elettrolita utilizzato, il che determina le reazioni chimiche, la temperatura operativa, le applicazioni e le efficienze. Le principali tecnologie disponibili, con rendimenti elettrici compresi tra 40-60%, sono riassunte qui di seguito.⁷⁵

⁷⁵ Fonti: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/types-fuel-cells>; <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/comparison-fuel-cell-technologies>

Tipologia	Caratteristiche
Alcalino	Componenti a basso costo, funzionamento a bassa temperatura, avvio rapido. Sensibile alla CO ₂ nel combustibile e nell'aria, necessita di una maggiore gestione dell'elettrolita (acquoso) e risente della conducibilità dell'elettrolita (polimero).
Membrana a scambio protonico (PEM)	L'elettrolita solido riduce la corrosione e i problemi di gestione dell'elettrolita stesso. Funzionamento a bassa temperatura, avvio rapido e risposta al carico; di contro presenta catalizzatori costosi e sensibilità alle impurità del combustibile.
Ad acido fosforico (PAFC)	Adatto per CHP, presenta maggiore tolleranza alle impurità del combustibile. Catalizzatori costosi, tempi di avvio lunghi e sensibilità allo zolfo.
Ad ossido solido (SOFC)	Alta efficienza, flessibilità del combustibile che lo rende funzionale a CHP e in ciclo ibrido/turbina a gas. Di contro sono soggetti a corrosione, alta temperatura e deterioramento dei componenti delle celle e hanno tempi di avvio lunghi.
A carbonati fusi (MCFC)	Stesse caratteristiche delle SOF, con una minor densità energetica.

Ad oggi le soluzioni più utilizzate sono le PEM per trasporti e le SOFC per sistemi stazionari. Di recente sono state sviluppate PEM ad alta temperatura (HT-PEM) in grado di funzionare a una temperatura fino a 200°C. A differenza del PEM standard a bassa temperatura (LT-PEM), le membrane non devono essere mantenute umide. Inoltre, la temperatura più elevata riduce i requisiti di purezza del gas combustibile utilizzato. A differenza della variante a bassa temperatura, gli HT-PEM richiedono più tempo per l'avvio.

Esistono infine anche le celle a combustibile a metanolo diretto (DMFC). Queste celle a combustibile utilizzano un vettore energetico liquido, il metanolo, applicato a una membrana polimerica (elettrolita). Le DMFC sono limitate in termini di potenza e scalabilità. Il loro campo di applicazione è quindi circoscritto a piccoli elettrodomestici e applicazioni da campeggio. Inoltre, per il suo funzionamento un elevato contenuto di catalizzatore (platino). La riduzione del metanolo a monossido di carbonio limita ulteriormente la funzionalità del catalizzatore.

Le tecnologie delle fuel cell sono in espansione grazie ai progressi tecnologici degli ultimi anni e favorita dalla sostenibilità ed efficienza del processo. Allo stesso modo, la ricerca e l'innovazione si sta concentrando principalmente su sei ambiti:

- *Gestione materiali avanzati*: Ricerca e sviluppo di nuovi materiali per migliorare la durabilità, la robustezza e ridurre i costi delle membrane e degli elettrodi, diminuzione dell'uso di materiali preziosi abilitando parallelamente soluzioni di economia circolare
- *Miglioramento dell'efficienza complessiva delle celle*: Implementazione di sistemi più efficienti per la gestione termica e per la conversione energetica in funzionamento reversibile;
- *Integrazione con energie rinnovabili*: Sviluppo di soluzioni ibride che combinano le celle a combustibile in applicazioni stazionarie con fonti rinnovabili come biogas, solare ed eolico;
- *Metodi di produzione*: ricerca di metodi innovativi (ed automatizzati) per la produzione su larga scala che consentano una riduzione dei costi;
- *Manutenzione*: implementazione di sistemi di diagnostica basati su analisi predittiva
- *Uso altri combustibili*: ricerca per abilitare funzionamento con combustibili ricchi di H₂, mantenendo alte le prestazioni.

10.4.4 Tecnologie asservite allo stoccaggio di energia

Gli accumuli elettrici rappresentano oggi la tecnologia più consolidata disponibile per stoccaggio di energia di breve durata in uso per il sistema elettrico. Accanto alle tecnologie più consolidate per lo stoccaggio di energia elettrica come i pompaggi idroelettrici e le batterie elettrochimiche, ci si attende che per abilitare lo stoccaggio energetico di durate superiori alla giornata si affianchi l'uso delle molecole (H₂, gas sintetico) avvalendosi di tecnologie come la Power to Gas. Se da un lato è ragionevole ipotizzare la spinta all'elettrificazione tramite il ricorso a energie rinnovabili, dall'altro fattori tecnologici, economici e geopolitici, costituiscono elementi favorevoli allo sviluppo di gas rinnovabili come idrogeno e biometano e conseguentemente di una capacità di stoccaggio degli stessi essenziale alla sicurezza del sistema energetico per garantire le variazioni stagionali della domanda e dell'offerta.

Una panoramica delle soluzioni tecnologiche di accumulo energetico, di diversa durata, diverse da quelle di breve e brevissimo termine che stanno emergendo come nuove forme di accumulo energetico con diversi TRL (Technology Readiness) sono riportate di seguito.⁷⁶

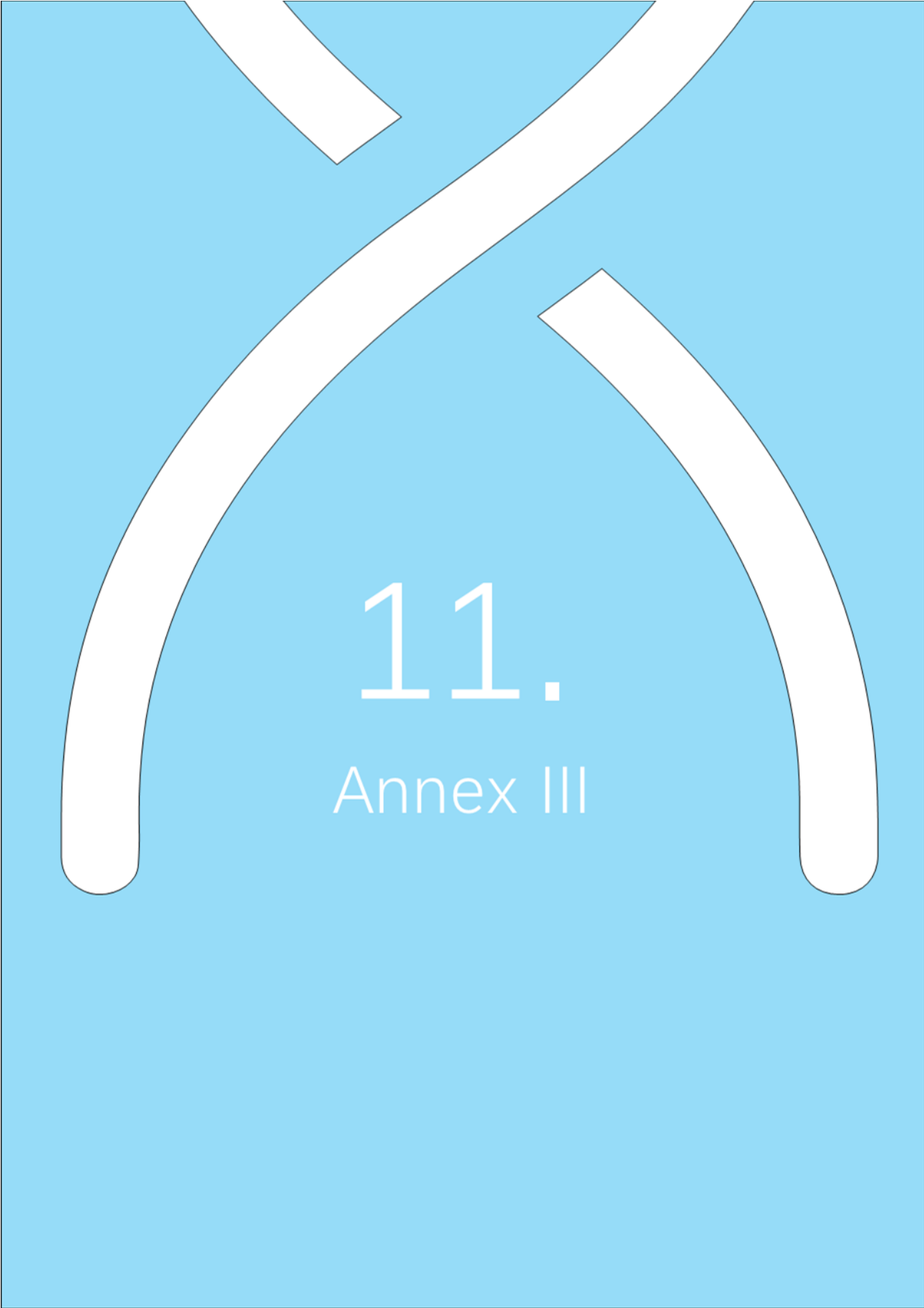
Stoccaggio di durata giornaliera/settimanale

- Termico: calore sensibile (es. sali fusi, materiale roccioso, calcestruzzo), calore latente (es. lega di alluminio), calore termo-chimico (es. zeoliti, gel di silice);
- Elettrochimico: batterie a flusso con elettrolita acquoso, batterie con anodo metallico, batteria a flusso ibrida con elettrolita liquido e anodo metallico, batterie a flusso con elettrolita acquoso, batterie con anodo metallico, batteria a flusso ibrida con elettrolita liquido e anodo metallico;

Stoccaggio di durata settimanale/mensile/stagionale

- Chimico (power-to-H₂-to-power): caverne saline (gas), campi depletati (gas), caverne rocciose (gas), contenitori in pressione (gas), LH₂ - Idrogeno liquido (liquido), ammoniaca (liquido), LOHCs (liquido), idruri metallici (solido).

⁷⁶ "Net-zero power, Long duration energy storage for a renewable grid", LDES, McKinsey & Company, Novembre 2021
 "Hydrogen: The Economics of Storage", BNEF, Luglio 2019



11 ANNEX III: Consumo interno lordo di energia ed emissioni

11.1 Consumo interno lordo di energia

Il consumo finale di energia (FEC), rappresenta l'energia utilizzata dai consumatori finali, come industria, trasporti, famiglie, servizi, agricoltura, ecc., per tutti gli usi energetici. È l'energia che arriva direttamente al consumatore finale. Diversamente, il consumo di energia primaria (PEC) rappresenta la domanda totale di energia all'interno di un paese, escludendo i prodotti energetici utilizzati per scopi non energetici, come il petrolio impiegato nella produzione di plastica. Ad esempio, l'elettricità consumata da una famiglia rientra nel FEC. Al contrario, il combustibile per generare quell'elettricità e trasportarla ai consumatori rientra nel PEC. Oltre a PEC e FEC, per tenere conto dell'approvvigionamento complessivo di energia per tutte le attività sul territorio nazionale si utilizza il Consumo Interno Lordo di energia (GIC). Il GIC include i fabbisogni energetici per la trasformazione dell'energia, inclusa la generazione di elettricità, le operazioni di supporto del settore energetico stesso, le perdite di trasmissione e distribuzione, il consumo finale di energia e l'uso di prodotti derivati da combustibili fossili per scopi non energetici (ad esempio nell'industria chimica). Esclude i bunker marittimi internazionali, ma può includere altri combustibili acquistati all'interno del paese e utilizzati altrove, ad esempio l'aviazione internazionale e il "fuel tourism" nel caso del trasporto su strada. Per garantire la comparabilità con gli obiettivi di efficienza energetica, questi indicatori sono definiti secondo la metodologia Eurostat per il consumo finale di energia (Europa 2020-2030) [FEC2020-2030], per il consumo primario di energia (Europa 2020-2030) [PEC2020-2030] e per il Consumo Interno Lordo (Europa 2020-2030) [GIC2020-2030]. In questo capitolo, viene analizzato il Consumo Interno Lordo di energia calcolato con la metodologia Eurostat, c.d. Gross Inland Consumption (Europe 2020-2030), richiamato nel testo con la GIC.

Nel 2022, il GIC in Italia è stato di circa 145,3 ep, mostrando una significativa riduzione rispetto al 2021 (151,4 Mtep). Confrontando questo dato con quello del 2010 (176,8 Mtep), si osserva una contrazione pari al -18% (-31,5 Mtep). Questa diminuzione è il risultato di una tendenza al ribasso che ha portato il GIC prima a raggiungere 149,8 Mtep nel 2014, poi a stabilizzarsi su una media di 155 Mtep nel quinquennio 2015-2019, e a raggiungere infine il minimo storico di 139,1 Mtep nel 2020, in concomitanza con la pandemia di COVID-19. L'evoluzione del fabbisogno energetico primario è il risultato processi afferenti a temi di diversa natura, come il progressivo efficientamento energetico e l'innovazione tecnologica, che portano ad una progressiva diminuzione di fabbisogno di energia, e la maggiore penetrazione di rinnovabili termiche, energia elettrica e biocarburanti che determinano un differente mix di combustibili negli usi finali e una sempre maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore della generazione di energia elettrica.

Negli scenari, il GIC è previsto in diminuzione rispetto ai livelli attuali. Nello scenario PNIEC Policy 2030, è pari a 140,4 Mtep, mentre, al 2040, con lo scenario DE-IT, raggiunge 114,6 Mtep e, con lo scenario GA-IT, 118,4 Mtep. Lo scenario PNIEC Slow prevede valori più alti, con il 2030 che si ferma a 132,4 Mtep e il 2040 che raggiunge 122,9 Mtep. Si sottolinea che la flessione del GIC è dovuta esclusivamente alle dinamiche di efficienza ed elettrificazione del sistema energetico. L'andamento del PIL è infatti previsto essere crescente su tutto l'orizzonte temporale analizzato (Tabella 3).

In merito all'evoluzione del mix energetico, si osserva una tendenza alla riduzione delle fonti fossili a favore di un contributo sempre più significativo delle energie rinnovabili. Queste ultime passano da circa il 17% nel 2022 al 34% nello scenario PNIEC Policy 2030, fino a raggiungere il 53% nel 2040 negli scenari DE-IT e GA-IT. Nello scenario PNIEC Slow, questa riduzione è più lenta, con le rinnovabili che raggiungono il 28% nel 2030 e si fermano al 43% nel 2040.

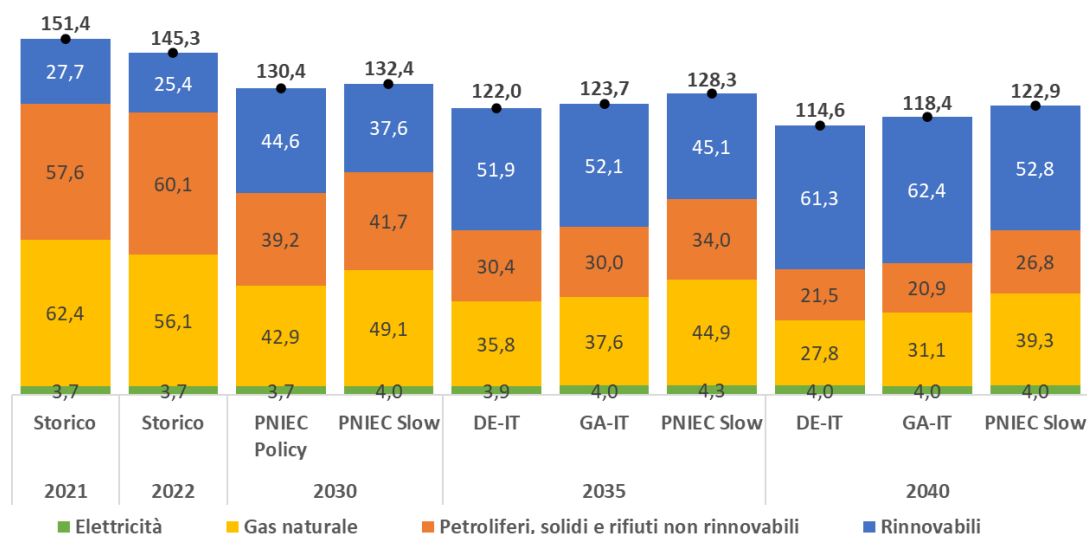


Figura 53 - Consumi di energia primaria (Gross inland consumption Europe 2020-2030) storici e negli scenari [Mtep]

11.2 Emissioni di CO₂

Il Consiglio Europeo del 10-11 dicembre 2020 ha stabilito l'obiettivo di ridurre le emissioni nette dell'Unione Europea di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. La Legge europea sul clima, entrata in vigore il 29 luglio 2021 (Regolamento (UE) 2021/1119), rende questo obiettivo vincolante e stabilisce la neutralità climatica entro il 2050.

Il pacchetto legislativo "Fit-for-55" propone riforme per le direttive e i regolamenti su ETS (Emission Trading Scheme), ESR (Effort Sharing Regulation), LULUCF ed efficienza energetica e rinnovabili. Le revisioni recenti del pacchetto Fit for 55 prevedono una riduzione delle emissioni ETS dal 43% al 62% e delle emissioni ESR dal 30% al 40% rispetto al 2005. Il pacchetto include anche disposizioni per integrare le emissioni della navigazione e, dal 2027, quelle del riscaldamento degli edifici e del traffico stradale nel sistema ETS, mantenendole comunque nell'Effort Sharing. Il Regolamento (UE) 2023/839, che modifica il Regolamento (UE) 2018/841, stabilisce un obiettivo di assorbimento collettivo di 310 MtCO_{2eq} entro il 2030 per il settore LULUCF. A livello nazionale, gli obiettivi includono la neutralità emissiva entro il 2025 e un assorbimento netto di almeno 35,8 MtCO_{2eq} entro il 2030, con una traiettoria definita per il periodo 2026-2029.

Per l'Italia le emissioni al 1990 sono quantificate complessivamente circa 519 MtCO_{2eq}, includendo le emissioni e gli assorbimenti del settore LULUCF (uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura). L'analisi storica evidenzia che le emissioni di gas serra in Italia hanno raggiunto il picco nel 2005, raggiungendo 596 MtCO_{2eq} (LULUCF esclusi). Dal 2010, le emissioni hanno iniziato un percorso di riduzione fino a raggiungere il valore più basso nel 2020, in concomitanza della pandemia di COVID-19, dove è stato raggiunto il valore di 379 MtCO_{2eq} (LULUCF esclusi). Successivamente, le emissioni sono leggermente aumentate e nel 2022 sono state pari a circa 413 MtCO_{2eq} (LULUCF esclusi), di cui 338 MtCO_{2eq}, l'82% del totale nazionale, derivanti da usi energetici. La parte restata di emissioni non da combustione è essenzialmente connessa a processi industriali, gas fluorati, agricoltura e rifiuti, per un totale di circa 75 MtCO_{2eq}. Per quanto riguarda il settore LULUCF, l'anno 2022 è caratterizzato da un livello di assorbimenti molto contenuto, pari circa a 21 MtCO_{2eq}. Questo risultato riflette un incremento emissivo dovuto all'aumento dell'incidenza degli incendi, sia nelle superfici forestali che nelle altre terre boscate.

Entro il 2030, l'obiettivo di riduzione delle emissioni previsto dallo scenario PNIEC Policy è pari a -50%, in linea con quello individuato per l'Italia nel PNIEC 2024. Questo risultato viene ottenuto anche grazie alla cattura e allo stoccaggio di 4 Mt di CO₂ tramite CCS. Le emissioni non da combustione sono state considerate corrispondenti a quelle individuate nello scenario PNIEC 2024 ed equivalenti a 74 MtCO_{2eq} per il 2030 e 67 MtCO_{2eq} per il 2040. Tali livelli sono stati ipotizzati per tutti gli scenari

nei rispettivi orizzonti temporali. Per il 2035 è stato supposto un livello di emissioni medio tra i due orizzonti e pari a 71 MtCO_{2eq.}. È rilevante segnalare come questo quantitativo, pari a circa il 18% del totale delle emissioni (esclusi LULUCF) nel 2022, assume percentuali sempre più significative negli scenari futuri, raggiungendo al 2040 negli scenari di policy valori doppi rispetto a quelli attuali. Per il settore LULUCF è previsto un assorbimento di circa 28,4 MtCO_{2eq.}, in linea con lo scenario PNIEC 2024, il quale prevede un livello di assorbimento inferiore di circa 7,4 MtCO_{2eq.} rispetto all'obiettivo italiano (35,8 MtCO_{2eq.}), poiché, al momento della stesura del piano nazionale non è stato possibile individuare politiche aggiuntive per il settore. Per questo motivo, nel PNIEC 2024, per il settore LULUCF lo scenario di policy coincide con quello di riferimento. Nello scenario PNIEC Slow, il livello di riduzione delle emissioni è minore e pari a -46%, in coerenza con il percorso rallentato caratterizzante la narrazione dello scenario. Tale obiettivo è raggiunto anche grazie alla cattura e allo stoccaggio di 4 Mt di CO₂ tramite CCS, confermando il valore dello scenario di policy considerato l'avanzato stato del progetto alla base. Per il settore LULUCF il livello di assorbimento è stato ipotizzato equivalente allo scenario di policy, essendo un volume raggiunto anche nello scenario di riferimento del PNIEC 2024.

Entro il 2035, la riduzione delle emissioni prevista dagli scenari di policy, DE-IT e GA-IT, è pari a circa -64%. Questo risultato viene ottenuto anche grazie alla cattura e allo stoccaggio di 19 Mt di CO₂ e 22 Mt di CO₂, rispettivamente nello scenario DE-IT e GA-IT, tramite CCS. Per il settore LULUCF è previsto un assorbimento di circa 32 MtCO_{2eq.}, in linea con i livelli identificati al 2030, e prevedendo di raggiungere l'obiettivo di 35,8 MtCO_{2eq.} nel 2040. Nello scenario PNIEC Slow, il livello di riduzione delle emissioni è minore e pari a -55%, in coerenza con il percorso rallentato caratterizzante la narrazione dello scenario. Tale obiettivo è raggiunto anche grazie alla cattura e allo stoccaggio di 10 Mt di CO₂ tramite CCS, valore in diminuzione rispetto agli scenari di policy e alle attuali previsioni di espansione del progetto "CCS Ravenna", le quali prevedono per l'intorno del 2035 un volume di cattura pari a 12 Mt di CO₂. Per il settore LULUCF il livello di assorbimento è stato ipotizzato pari a 30 MtCO_{2eq.}, in leggera diminuzione rispetto agli scenari di policy.

Entro il 2040, la riduzione delle emissioni prevista dagli scenari di policy, DE-IT e GA-IT, è pari a circa -78%. Questo risultato viene ottenuto anche grazie alla cattura e allo stoccaggio di anidride carbonica tramite CCS, pari a 34 Mt di CO₂ nello scenario DE-IT e 40 Mt di CO₂ nello scenario GA-IT, per il quale previsto lo sviluppo massimo. Per il settore LULUCF è previsto un assorbimento di circa 35,8 MtCO_{2eq.}, considerando il raggiungimento dell'obiettivo identificato nello scenario PNIEC 2024. Nello scenario PNIEC Slow, il livello di riduzione delle emissioni è minore e pari a -55%, in coerenza con il percorso rallentato caratterizzante la narrazione dello scenario. Tale obiettivo è raggiunto anche grazie alla cattura e allo stoccaggio di 10 Mt di CO₂ tramite CCS, volume in diminuzione rispetto agli scenari di policy. Per il settore LULUCF il livello di assorbimento è stato ipotizzato pari a 31 MtCO_{2eq.}, in linea con lo scenario di riferimento del PNIEC 2024 per il 2040.

Tabella 40 – Dettaglio emissioni gas serra [MtCO_{2eq.}]

	1990	2005	2022	2030		2035			2040		
	Storico	Storico	Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
<i>Usi energetici</i>	426	488	338	217	240	169	173	203	118	125	164
<i>Da altre fonti</i>	96	107	75	74	74	71	71	71	67	67	67
<i>LULUCF</i>	-4	-34	-21	-28	-28	-32	-32	-30	-36	-36	-31
<i>CCS</i>				-4	-4	-19	-22	-10	-34	-40	-16
TOTALE	519	561	392	259	282	189	189	234	116	116	184

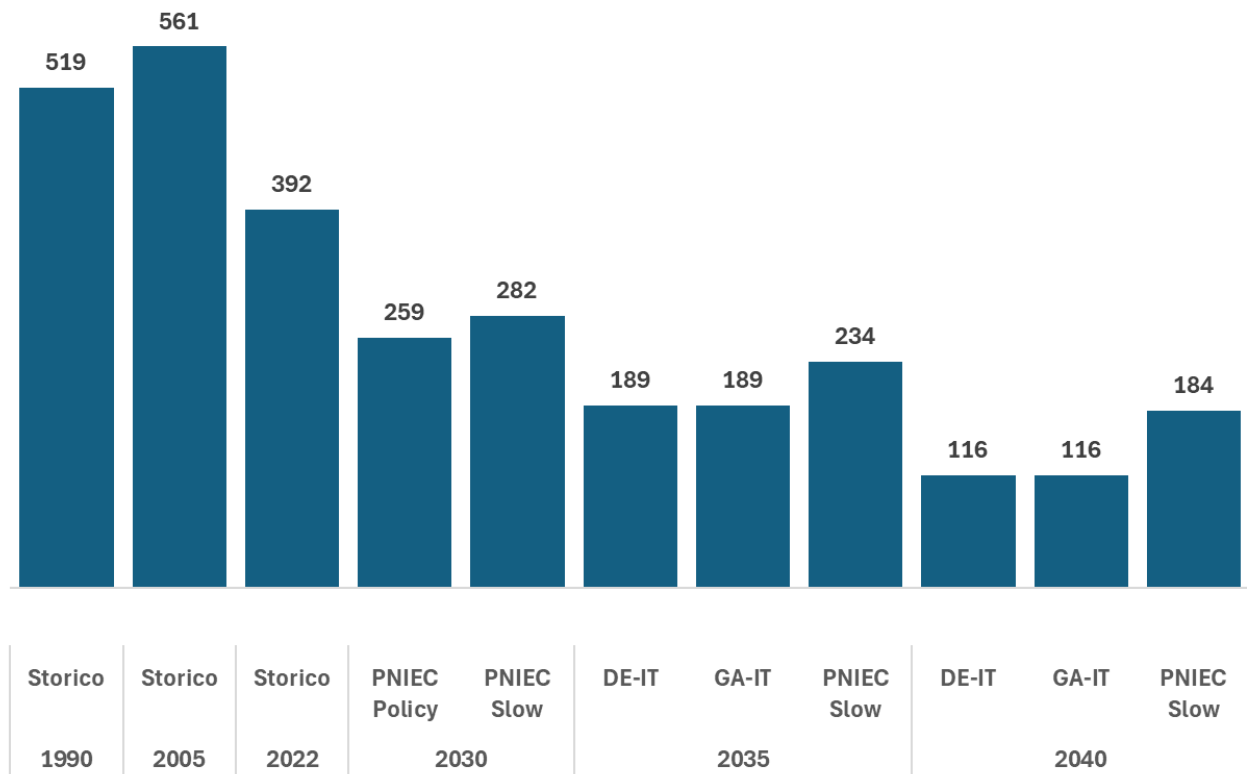


Figura 54 – Andamento emissioni gas serra [MtCO_{2eq}]

