



Documento di Descrizione degli Scenari 2026



SOMMARIO

SOMMARIO	1
1 Indice delle figure	3
2 Indice delle tabelle	5
3 Executive summary	8
4 Contesto regolatorio e normativo	13
4.1 Contesto regolatorio	13
4.2 Coinvolgimento stakeholders	13
4.3 Contesto normativo	15
5 Input e riferimenti metodologici	17
5.1 Framework di analisi	17
5.2 Richiamo alla catena modellistica	17
5.3 Input di scenario	19
5.3.1 Contesto macroeconomico	19
5.3.2 Commodities	20
Box di approfondimento 1 – Evoluzione recente dei prezzi del gas naturale (TTF) e del petrolio (Brent)	21
6 Descrizione degli scenari	24
6.1 Scenari europei sviluppati da ENTSO-E ed ENTSG	24
6.2 Descrizione degli scenari Snam-Terna del DDS 2026	25
6.2.1 Scenario 2030 Best Estimate	25
6.2.2 Scenari 2035-2040 Energy Integration e Power Development	26
7 Scenari del sistema elettrico	29
7.1 Fabbisogno di elettricità	29
Box di approfondimento 2 – Driver storici del fabbisogno	31
7.1.1 Evoluzione del fabbisogno per settore	33
7.1.2 Evoluzione del fabbisogno per regione	36
Box di approfondimento 3 – Evoluzione dei Data Center	37
7.2 Evoluzione delle risorse di sistema	38
7.2.1 Rinnovabili	38
Box di approfondimento 4 – Anni climatici di riferimento	41
7.2.2 Accumuli	43
Box di approfondimento 5 – Approccio metodologico per determinare il fabbisogno accumuli negli scenari	46
7.2.3 Elettrolizzatori	47
7.2.4 Termoelettrico	47
7.2.5 Rete di riferimento	49
7.3 Copertura del fabbisogno elettrico	51
7.3.1 Evidenze principali dello scenario 2030	51
Box di approfondimento 6 — Sensitivity dello scenario Best Estimate 2030	54
7.3.2 Bilancio elettrico negli anni 2030-35-40	55
7.3.3 Evoluzione dei flussi	56
7.4 Approfondimenti sugli scenari del sistema elettrico	60
7.4.1 Complementarità fra solare ed eolico	60
7.4.2 Stress test variabilità climatica negli scenari 2040	62
7.4.3 Fattore di utilizzo degli impianti a gas nello scenario Power Development 2040	65
7.4.4 Tecnologia nucleare	66

7.4.5	Evoluzione curtailment e funzionamento dei sistemi di accumulo	71
8	Scenari del sistema gas	74
8.1	Domanda di gas nella situazione attuale	75
	Box di approfondimento 7 – L'idrogeno in Italia: domanda attuale	78
8.2	La domanda di gas al 2030	79
8.3	La domanda di gas al 2035	82
8.4	La domanda di gas al 2040	85
8.5	Riepilogo della domanda di gas negli scenari	90
8.6	Domanda giornaliera di picco e off-peak	90
	Box di approfondimento 8 – Valutazione della variabilità della generazione elettrica rinnovabile sulla domanda di gas annuale e sul fabbisogno di punta per il settore termoelettrico.	93
8.7	Evoluzione del sistema infrastrutturale del gas	95
8.7.1	La rete di trasporto del gas	95
8.7.2	Il sistema di stoccaggio del gas	96
8.7.3	Il sistema di rigassificazione	96
8.8	Offerta di gas nella situazione attuale	96
8.9	Offerta di gas negli scenari	97
9	Consumi finali di energia, consumo interno lordo ed emissioni	106
9.1	Consumo finale di energia	106
9.1.1	Consumo finale di energia per vettore	106
9.1.2	Consumi finale di energia per settore	107
9.2	Consumo interno lordo di energia	110
9.3	Emissioni di CO ₂	111
10	ANNEX I: Evoluzione FER e accumuli per Regione	115
11	ANNEX II: Confronto DDS'26 e DDS'24	121
12	ANNEX III: Confronto DDS'26 con scenari ENTSO-E/ENTSOG	127
13	ANNEX IV: Criteri metodologici per la rappresentazione della domanda di gas	130

1 Indice delle figure

Figura 1 - Catena modellistica del processo di costruzione degli scenari	17
Figura 2 - Processo di simulazione sistema elettrico	18
Figura 3 - Perimetro di analisi (settore elettrico)	18
Figura 4 – Processo di simulazione domanda/offerta gas	19
Figura 5 - Andamento storico del Gas TTF [€/MWh] (a) e del Brent [\$]/bbl] (b), 2019-2026 (gen - set)	21
Figura 6 - Variabilità del Gas TTF [€/MWh] (a) e del Brent [\$]/bbl] (b), 2025 - 2026 (gen-set)	22
Figura 7 - Storyline e anni orizzonte del TYNDP 2026	24
Figura 8 – Storyline e anni orizzonte del DDS 2026	25
Figura 9 - Fabbisogno elettrico 2000 – 2040 [TWh]	30
Figura 10 -Correlazione fra la variazione del PIL [%] e la variazione del fabbisogno elettrico [%]	31
Figura 11 – Relazione tra temperatura [°C] e consumi elettrici dei giorni feriali, 2016-25 [TWh]	31
Figura 12 – Scomposizione della variazione del fabbisogno elettrico nazionale tra il 2023 e il 2025 [TWh]	32
Figura 13 - Driver fabbisogno elettrico 2025 – 2030 [TWh]	34
Figura 14 - Driver fabbisogno elettrico 2030 – 2040 [TWh]	35
Figura 15 – Capacità installata solare ed eolico 2005-2025 [GW]. (a) Installato annuale [GW]; (b) Incremento annuale [GW]	38
Figura 16 - Evoluzione capacità solare ed eolica negli scenari esaminati [GW]	39
Figura 17 - Evoluzione zonale della capacità di solare ed eolico per gli scenari 2030 Best Estimate e 2040 Power Development [GW]	40
Figura 18 - Evoluzione capacità rinnovabile totale negli scenari [GW]	40
Figura 19 – Scostamento della producibilità teorica rinnovabile (solare, eolica, idroelettrica) dalla media italiana ed europea [%]	42
Figura 20 - Produzione idrica totale 2000-2025 [TWh]	43
Figura 21 - Ripartizione zonale della capacità energetica degli accumuli (escl. pompaggi esistenti) per gli scenari 2030 Best Estimate e 2040 Power Development [GWh]	44
Figura 22 - Evoluzione della capacità energetica degli accumuli negli scenari, escl. pompaggi esistenti [GWh]	45
Figura 23 - Andamento del beneficio netto in funzione della capacità di accumulo installata (Illustrativo)	46
Figura 24 - Evoluzione capacità di generazione termoelettrica 2019-2025 per combustibile prevalente [GW]	48
Figura 25 – Evoluzione della capacità di scambio interzonale, 2025-30-35-40 [GW]	49
Figura 26 - Evoluzione della capacità di scambio con l'estero, 2025-30-35-40 [GW]	50
Figura 27 - Bilancio elettrico annuo: 2025 e 2030 Best Estimate [TWh]	51
Figura 28 - Scenario Best Estimate 2030: Copertura e fabbisogno elettrico mensile	52
Figura 29 - Profilo medio giornaliero della copertura del fabbisogno elettrico nello scenario Best Estimate 2030 [GW]	53
Figura 30 - Copertura della domanda elettrica al 2025-30-35-40 [TWh]	55
Figura 31 - Flussi interzonal per lo scenario Best Estimate 2030 [TWh]	58
Figura 32 - Producibilità media stagionale di eolico onshore e solare utility-scale in Italia per ora del giorno	60
Figura 33 - Variazione dell'overgeneration in funzione del mix eolico-solare, Best Estimate 2030	61
Figura 34 – Overgeneration medio per ora al 2030 per diversi mix di eolico e solare (con rete di riferimento) [%]	61
Figura 35 - Variazione dell'overgeneration in funzione del mix eolico-solare, Power Development 2040	62
Figura 36 – Bilancio elettrico mensile dello scenario 2040: Power Development, Low RES, High RES [TWh]	64
Figura 37 -Fattore di utilizzo delle unità di produzione a gas nello scenario Power Development 2040	66
Figura 38 -Generazione elettrica per fonte UE-27, 2024	67
Figura 39 - Evoluzione futura della generazione elettrica mondiale per fonte nello scenario Net Zero Emissions by 2050	68
Figura 40 - Bilancio elettrico scenario Power Development e Sensitivity Nucleare al 2040 [TWh]	69
Figura 41 -Heatmap del curtailment per settimana tipo e per scenario (a) Best Estimate 2030 e (b) Power Development 2040	71
Figura 42 -Bilancio orario di una giornata tipo del mese di giugno 2030 [GW]	72
Figura 43 - Quota di energia rinnovabile immagazzinata dagli accumuli nello scenario Best Estimate 2030 [%]	72
Figura 44 - Domanda gas 2000 - 2040 [TWh]	74
Figura 45 - Scomposizione della variazione della domanda di gas nazionale tra il 2023 e il 2025 [TWh @PCS]	76

Figura 46 - Andamento dei prelievi giornalieri del 2025 (valori espressi in milioni di Sm ³ e GWh)	77
Figura 47 - Distribuzione regionale della domanda di idrogeno in Italia nel 2024	78
Figura 48 - Driver domanda gas 2025 – 2030 [TWh @ PCS]	79
Figura 49 – Driver domanda gas 2030 - 2040 [TWh @PCS]	86
Figura 50 – GAS: Evoluzione della domanda di gas 2025-2040 negli scenari (TWh)	90
Figura 51 -Domanda di picco INVERNO ECCEZIONALE 2030-2035-2040 (Mm ³ eq/giorno)	91
Figura 52 – Domanda off-peak: ESTATE MEDIA 2030-2035-2040 (Mm ³ eq/giorno)	92
Figura 53 – Confronto di fabbisogno di flessibilità al 2040 tra Energy Integration e Power Development	94
Figura 54 - Capacità della rete di trasporto del gas	95
Figura 55 - Approvvigionamento gas italiano 2021 - 2025 [Gm ³]	97
Figura 56 - Approvvigionamento di idrogeno per la domanda italiana [TWh]	102
Figura 57 - SouthH2Corridor	102
Figura 58 - Mappa dei corridoi di importazione idrogeno	103
Figura 59 - Usi energetici finali per principale vettore energetico [Mtep]	106
Figura 60 - Usi energetici finali per i settori industria, trasporti e civile [Mtep]	108
Figura 61 – Consumi finali per vettore e settore 2024 vs 2040 (Power Development) [% , Mtep]	108
Figura 62 - Consumi finali per vettore e settore 2024 vs 2040 (Energy Integration) [% , Mtep]	109
Figura 63 - Consumi di energia primaria (Gross inland consumption Europe 2020-2030) storici e negli scenari [Mtep].	110
Figura 64 -Andamento emissioni gas serra [MTCO ₂ eq.]	113
Figura 65 - Principali differenze tra DDS 2026 e DDS 2024 al confronto (sistema elettrico, 2030 e 2040)	121

2 Indice delle tabelle

Tabella 1 - Principali valori degli scenari DDS 2026 del sistema elettrico	10
Tabella 2 - Principali valori degli scenari DDS 2026 del sistema gas	11
Tabella 3 – Composizione Technical Reference Group per il DDS 2026	14
Tabella 4 - Andamento delle variabili economiche e demografiche (anni 2024-40)	20
Tabella 5 – Tasso di crescita medio del PIL (anni 2024-40)	20
Tabella 6 - Prezzi delle commodity, storico (prezzi nominali) e negli scenari (prezzi reali, anno 2024)	20
Tabella 7 – Evoluzione del fabbisogno elettrico per settore 2025-40 [TWh]	33
Tabella 8 – Evoluzione settore trasporto e civile	33
Tabella 9 - Fabbisogno elettrico regionale [TWh]	36
Tabella 10 – Producibilità media per solare ed eolico offshore per zona di mercato (hheq)	42
Tabella 11 – Producibilità media per eolico onshore per zona di mercato e anno di riferimento (hheq)	42
Tabella 12 - Evoluzione della capacità degli elettrolizzatori negli scenari e per zona di mercato [GW _{EL}]	47
Tabella 13 – CDP nuova assegnata in esito delle aste Capacity Market 2022-27 [GW]	48
Tabella 14 - Bilancio elettrico mensile dello scenario Best Estimate 2030, [TWh]	52
Tabella 15 – Bilancio elettrico della sensitivity al 2030 (Best Estimate vs Low RES) [TWh]	54
Tabella 16 - Bilancio elettrico annuo in tutti gli scenari (2025-30-35-40) [TWh]	56
Tabella 17 - Saldo import/export del sistema elettrico italiano negli scenari [TWh]	57
Tabella 18 - Flussi netti interzonalari negli scenari [TWh]	58
Tabella 19 - Bilancio elettrico annuo dello scenario 2040: Power Development, Low RES, High RES [TWh]	63
Tabella 20 - Bilancio elettrico annuo dello scenario 2040: Energy Integration, Low RES, High RES [TWh]	64
Tabella 21 – Domanda annua di gas 2020-2025 (TWh @PCS)	76
Tabella 22 – Domanda gas al 2030	79
Tabella 23 – METANO: domanda al 2030	80
Tabella 24 – Domanda gas al 2035	82
Tabella 25 – METANO: domanda al 2035	83
Tabella 26 – IDROGENO: domanda al 2035	84
Tabella 27 – Domanda gas al 2040	85
Tabella 28 – METANO: domanda al 2040	86
Tabella 29 - IDROGENO: domanda al 2040	89
Tabella 30 – Generazione termoelettrica: confronto tra scenario Best Estimate e Low RES (2030).	93
Tabella 31 - Bilancio nazionale del gas naturale (Gm ³)	97
Tabella 32 - Disponibilità nazionale di biometano (Gm ³)	99
Tabella 33 - Potenziale di produzione di biometano al 2040 (Mm ³)	99
Tabella 34 – Consumi finali per vettore energetico [Mtep]	107
Tabella 35 – Dettaglio emissioni gas serra [MtCO ₂ eq.]	112
Tabella 36 - Capacità solare installata per zona di mercato e tecnologia [GW]	115
Tabella 37 - Capacità solare installata per Regione [GW]	116
Tabella 38 - Capacità eolica installata per zona di mercato e tecnologia [GW]	117
Tabella 39 - Capacità eolica onshore installata per Regione [GW]	118
Tabella 40 - Capacità eolica offshore installata per Regione [GW]	118
Tabella 41 - Capacità energetica degli accumuli per tipologia, al netto dei pompaggi esistenti [GWh]	119
Tabella 42 - Capacità energetica regionale degli accumuli, al netto dei pompaggi esistenti [GWh]	120
Tabella 43 : Principali indicatori del sistema elettrico: confronto DDS 2026 con DDS 2024 (2030 e 2040)	121
Tabella 44 - Fabbisogno elettrico: confronto DDS 2026 con DDS 2024 (2030, 2035 e 2040) [TWh]	122
Tabella 45 - Installato solare ed eolico: confronto DDS 2026 con DDS 2024 (2030, 2035 e 2040) [GW]	122
Tabella 46 - Bilanci elettrici: confronto DDS 2026 con DDS 2024 (2030, 2035 e 2040) [TWh]	123
Tabella 47 – Domanda di metano e domanda e approvvigionamento idrogeno DDS 2026 (2030-35-40) a confronto con gli scenari DDS 2024 (2030-35-40)	125
Tabella 48 - Fabbisogno elettrico: confronto TYNDP 2026 con DDS 2024 e 2026 (2030 e 2040) [TWh]	127
Tabella 49 - Installato solare ed eolico: confronto TYNDP 2026 con DDS 2024 e 2026 (2030 e 2040) [GW]	127
Tabella 50 - Bilanci elettrici: confronto TYNDP 2026 con DDS 2024 e 2026 (2030 e 2040) [TWh]	128
Tabella 51 - Domanda di gas metano e idrogeno: confronto TYNDP con DDS 2024 e 2026 (2030 e 2040)	129



3.

Executive summary

3 Executive summary

Il presente Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2026), predisposto congiuntamente da Snam e Terna ai sensi della delibera 392/2024/R/com, definisce gli scenari di riferimento per la predisposizione dei Piani di Sviluppo delle reti nazionali di trasmissione elettrica e di trasporto del gas naturale.

L'attività congiunta di Snam e Terna è finalizzata a delineare una visione delle possibili evoluzioni del sistema energetico italiano su un orizzonte compreso tra 5 e 15 anni, integrando le competenze dei due operatori e tenendo conto delle crescenti interdipendenze tra settore elettrico e gas nel percorso di decarbonizzazione.

L'elaborazione del DDS è stata effettuata anche tenendo conto delle considerazioni espresse dal c.d. *Technical Reference Group*, composto da Associazioni di categoria, Enti di ricerca e imprese distributrici. Il coinvolgimento degli stakeholder consente di integrare competenze e punti di vista differenti e di consolidare le principali ipotesi di scenario.

Nella definizione degli scenari, sono stati considerati i più recenti trend di mercato, gli obiettivi nazionali e comunitari di politica energetica e climatica — tra cui lo sviluppo delle rinnovabili e la riduzione delle emissioni di CO₂ — nonché le attese sul quadro macroeconomico, sui prezzi delle commodity, sullo sviluppo delle reti gas ed elettriche, sui costi e prestazioni delle principali tecnologie energetiche.

Su queste basi, i due gestori di rete hanno quindi 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.

Per il 2030, Snam e Terna hanno elaborato un unico scenario *Best Estimate*, rappresentativo della migliore stima oggi disponibile e basato, per quanto possibile, su dinamiche già osservabili e iniziative con elevata probabilità di realizzazione. In questo scenario, l'elettrificazione dei consumi finali procede gradualmente: nei settori civile e dei trasporti l'evoluzione segue le tendenze storiche, mentre per industria e Data Center le previsioni incorporano le principali iniziative già note. Pertanto, i vettori energetici tradizionali mantengono ancora un ruolo prevalente in molti usi finali. Per le fonti rinnovabili elettriche, lo scenario considera la capacità già assegnata tramite i meccanismi FER, quella attesa dalle prossime aste — incluso il FER X — e una componente tendenziale, prevalentemente riferita agli impianti di piccola taglia.

Nello scenario 2030 le fonti rinnovabili elettriche arrivano a coprire il 63% del fabbisogno nazionale di elettricità, come indicato nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC). La domanda elettrica cresce fino a 338 TWh, ma meno di quanto previsto nel PNIEC (362 TWh), principalmente per una più lenta elettrificazione dei settori civile e trasporti. Tale riduzione è in parte compensata dalla crescita dei Data Center, che al 2030 contribuiscono per circa 15 TWh alla domanda elettrica. Sul fronte dell'offerta, non si prevede sviluppo dell'eolico offshore entro il 2030, in considerazione dello stato di maturità dei progetti e delle tempistiche autorizzative e realizzative, che ne collocano l'entrata in esercizio su orizzonti successivi. Per valutare la robustezza dello scenario è stata inoltre sviluppata una *sensitivity Low RES*, che combina una minore crescita della capacità eolica con condizioni idriche particolarmente sfavorevoli, comparabili a quelle osservate nel 2022.

La domanda complessiva di gas nel 2030 è pari a 659 TWh (62,3 Gm³ equivalenti di metano). La domanda è costituita quasi interamente da metano, pari a 657 TWh (62,2 Gm³) di cui 637 TWh (60,2 Gm³) di gas naturale e 21 TWh (2,0 Gm³) di biometano. Il contributo dell'idrogeno rinnovabile è ancora limitato e ammonta a circa 1,5 TWh (0,1 Gm³ equivalenti di metano). Il settore civile rappresenta la principale componente della domanda di metano, con 240 TWh (22,7 Gm³), seguito dal settore termoelettrico e della produzione di calore, con 219 TWh (20,7 Gm³) (279 TWh - 26,4 Gm³ - nel caso *Low RES*) e dal settore industriale, con 140 TWh (13,2 Gm³) sostenuto dallo sviluppo della tecnologia nel settore siderurgico. Gli altri usi assorbono complessivamente 37 TWh (3,5 Gm³), mentre la domanda dei trasporti, inclusi i bunkeraggi marittimi internazionali, è pari a 22 TWh (2,0 Gm³). Nel *Best Estimate* 2030, si considera una prima iniziativa su scala industriale per la CCS rappresentata dal progetto "Ravenna CCS" con volumi di CO₂ catturati e stoccati che raggiungono circa 4 Mt all'anno.

Per gli orizzonti temporali a 10 e 15 anni, secondo quanto previsto dalla regolazione vigente, sono stati sviluppati scenari *differenziati*, fondati su ipotesi *contrastanti* circa l'evoluzione delle variabili sopra richiamate. Il maggiore grado di incertezza associato a tali orizzonti rende infatti opportuno rappresentare il sistema attraverso più traiettorie plausibili. In coerenza con le disposizioni previste dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito "Autorità"),

Snam e Terna hanno quindi sviluppato per il 2035 e il 2040 due scenari, **Energy Integration** e **Power Development**, distinti per l'evoluzione del contesto economico, per la progressione del processo di elettrificazione dei consumi e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche, gas verdi (quali biometano e idrogeno) e di combustibili rinnovabili. I due scenari considerano inoltre un differente contributo della "Carbon Capture & Storage".

Nello scenario **Energy Integration** la decarbonizzazione dei consumi finali prosegue in continuità con le tendenze degli ultimi anni e, analogamente a quanto assunto per il 2030, non considera accelerazioni ulteriori rispetto alle dinamiche già osservate, coerentemente con un contesto di crescita economica contenuta. La diffusione delle pompe di calore e dei veicoli elettrici avanza quindi con la gradualità registrata fino ad ora, ed i vettori tradizionali, in primo luogo il gas per il riscaldamento e i carburanti liquidi per la mobilità, mantengono un peso ancora rilevante. Per quanto riguarda lo sviluppo delle rinnovabili elettriche, si assume invece una crescita più moderata, con un tasso di installazione pari a poco più della metà di quello osservato nel quadriennio 2023-2026. In tale scenario la generazione a gas mantiene un ruolo significativo nella copertura del fabbisogno elettrico.

Nello scenario **Power Development** si assume un più rapido processo di elettrificazione dei consumi e una maggiore diffusione dei vettori molecolari rinnovabili quali biometano e idrogeno ed "e-fuels". Per quanto riguarda la generazione elettrica, si considera una dinamica di crescita leggermente superiore a quella registrata nel quadriennio 2023-2026, sostenuta da un quadro regolatorio e normativo favorevole alla prosecuzione degli investimenti nelle rinnovabili. Tale traiettoria presuppone la continuità dei meccanismi d'asta, il mantenimento di obiettivi di decarbonizzazione e indipendenza energetica, oltre che un contesto autorizzativo e infrastrutturale in grado di accompagnare lo sviluppo di nuova capacità, incluso l'avvio di una crescita significativa dell'eolico offshore in Italia.

Nel complesso, la domanda di energia per usi finali nello scenario **Power Development** risulta inferiore rispetto allo scenario **Energy Integration**. La maggiore diffusione di tecnologie elettriche nello scenario **Power Development**, in particolare nel riscaldamento attraverso le pompe di calore elettriche e nei trasporti attraverso la diffusione della mobilità elettrica, caratterizzate da una maggiore efficienza rispetto alle alternative convenzionali, consente di ridurre il fabbisogno energetico complessivo a parità di servizio erogato.

In entrambi gli scenari, la domanda elettrica cresce sensibilmente, sostenuta dall'elettrificazione dei consumi e dal crescente contributo di nuovi carichi, tra cui i Data Center, che raggiungono circa 38 TWh al 2040. Il grado di elettrificazione differisce tra le due traiettorie: al 2040 la quota di consumi finali soddisfatta tramite vettore elettrico si attesta a circa 30% nello scenario **Energy Integration** e 35% nello scenario **Power Development**. A tale differenza si accompagna un diverso sviluppo delle fonti rinnovabili. Nello scenario **Energy Integration**, la crescita di solare ed eolico nel decennio 2030-40 rallenta rispetto al quadriennio 2023-2026 ed è pari a circa +4 GW/anno, consentendo alle FER di coprire circa il 68% della domanda elettrica al 2040. Nello scenario **Power Development**, una maggiore diffusione del vettore elettrico nei settori civile, trasporti e industria si associa invece a una crescita delle FER più sostenuta, pari a circa +8 GW/anno, portando la quota di domanda elettrica coperta da fonti rinnovabili a circa il 77%.

Per quanto riguarda la domanda di gas (intesa come gas naturale, biometano e idrogeno) il confronto tra i due scenari evidenzia una domanda complessiva sostanzialmente stabile, ma una composizione profondamente diversa. Nello scenario **Energy Integration**, il gas naturale continua a rappresentare la componente largamente prevalente. Nello scenario **Power Development**, la maggiore diffusione del biometano e dell'idrogeno rinnovabile determina una sostituzione più marcata del gas naturale, riducendone il peso nella domanda complessiva. Nello scenario **Energy Integration** 2040, la domanda complessiva di gas è pari a 657 TWh (62,2 Gm³ metano equivalenti). La domanda è costituita prevalentemente da metano, pari a 636 TWh (60,2 Gm³), di cui 578 TWh (54,7 Gm³) di gas naturale e 57 TWh (5,4 Gm³) di biometano. Il contributo dell'idrogeno rinnovabile raggiunge circa 21 TWh (2,0 Gm³ equivalenti di metano). Nello scenario **Power Development** 2040, la domanda complessiva di gas si riduce a 591 TWh (55,9 Gm³ metano equivalenti). La domanda di metano è pari a 515 TWh (48,7 Gm³), di cui 402 TWh (38 Gm³) di gas naturale e 113 TWh (10,7 Gm³) di biometano. Il contributo dell'idrogeno rinnovabile aumenta significativamente, raggiungendo circa 76 TWh (7,2 Gm³ equivalenti di metano).

La copertura della domanda gas (gas naturale, biometano e idrogeno) è assicurata attraverso la produzione nazionale e l'importazione. In tutti gli scenari la produzione nazionale di gas naturale vede un ulteriore declino rispetto alle produzioni attuali riducendosi a circa 16 TWh (1,5 Gm³) al 2040. Ad essa si associa una crescente produzione di biometano in particolare dal settore agricolo grazie alla diffusione delle colture di rotazione. La disponibilità di biometano raggiunge il suo massimo al 2040 nello scenario **Power Development** con 113 TWh (10,7 Gm³) di cui circa 64 TWh (6 Gm³) sono da colture di rotazione. Nello scenario **Energy Integration** lo sviluppo è più lento conseguendo 57 TWh (5,4 Gm³) al 2040, con un andamento che appare ritardato di circa 10 anni rispetto al PNIEC 2024 che già al 2030 si attestava a circa 5,1 Gm³.

La produzione di idrogeno nazionale, uguale in entrambe gli scenari e pari a 16 TWh, è assicurata attraverso la

produzione da elettrolisi per 11 TWh, sfruttando energia elettrica di origine rinnovabile e da una produzione di idrogeno blu da Steam Metane Reforming (5,4 TWh), associato a CCS che si realizza principalmente negli impianti che già oggi lo producono (raffinerie e impianti chimici). La produzione nazionale è affiancata dall'importazione, che è in grado di veicolare attraverso un'infrastruttura a rete i quantitativi necessari per coprire la domanda dei grandi poli di consumo come industrie hard to abate, raffinerie e impianti chimici.

In **Tabella 1** e **Tabella 2** sono riportati i principali valori per gli scenari elaborati in tutti gli anni target.

Tabella 1 - Principali valori degli scenari DDS 2026 del sistema elettrico

	2025	2030	2035		2040	
	Storico	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Fabbisogno di elettricità (TWh)	312	338	372	383	408	439
di cui consumi per produzione H ₂	0	2	6	6	13	13
Elettrificazione consumi finali (%)	22%	25%	27%	30%	30%	35%
Quota FER su fabbisogno elettrico (%)	41%	63%	66%	73%	68%	77%
Generazione FER (TWh)	129	212	244	278	278	337
di cui solare	44	110	136	151	156	185
di cui eolico	22	44	51	79	67	113
Generazione Termica netta (TWh)	137	88	88	66	90	57
di cui gas naturale	123	82	83	62	86	53
Saldo import/export (TWh)	47	43	46	46	47	54
Capacità Installata FER (GW)	80	125	145	166	165	205
di cui solare	44	82	100	111	114	137
di cui eolico	14	20	23	33	29	46
Capacità energetica accumuli¹ (GWh)	68	130	149	171	167	219
Capacità elettrolizzatori (GW)	0	1	2	2	3	3

¹ Il valore è inclusivo dei pompaggi esistenti.

Tabella 2 - Principali valori degli scenari DDS 2026 del sistema gas

	2025	2030	2035		2040	
	Storico	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Domanda di Metano (TWh) ²	671	657	650	566	636	514
Quota metano su consumo interno lordo ³ (%)	37%	37%	36%	34%	36%	31%
Quota metano su consumi finali energetici ⁴ (%)	27%	29%	29%	30%	29%	28%
Produzione nazionale di metano (TWh)	36	60	56	77	73	129
di cui gas naturale	32	39	20	20	16	16
di cui biometano	4	21	36	57	57	113
Saldo import/export (TWh)	635	597	594	489	563	385
Picco di Domanda giornaliera Metano (GWh/giorno)	3.743	4.480	4.364	3.903	4.225	3.566
Picco di Domanda Metano (GW) ⁵	193	231	225	201	217	183
Capacità di trasporto (GW) ⁶	317	334	334	336	336	342
di cui produzione nazionale	4	6	6	8	8	14
di cui importazioni via gasdotto	134	145	145	145	145	145
di cui importazioni GNL	46	47	47	47	47	47
di cui erogazione da stoccaggi	133	137	137	137	137	137
Capacità di stoccaggio (TWh) ⁷	210	212	212	212	212	212
Capacità di rigassificazione (TWh) ⁸	314	325	325	325	325	325
Domanda di Idrogeno (TWh) ⁹	0	2	13	41	21	76
Domanda totale di Gas (TWh) ¹⁰	671	659	663	607	657	591

² Metano: Gas naturale e biometano. TWh riferiti a PCS 10,57 kWh/m3.

³ Il Consumo Interno Lordo di energia (CIL) rappresenta il fabbisogno energetico complessivo del sistema nazionale. Include i consumi finali di energia, gli impieghi del settore energetico, le perdite associate ai processi di trasformazione, trasmissione e distribuzione dell'energia, nonché gli utilizzi non energetici dei prodotti energetici.

⁴ Residenziale e terziario, industria, agricoltura e pesca, trasporti

⁵ La domanda di picco espressa in GW è ottenuta considerando un coefficiente orario Kh=1,235, rappresentativo del massimo prelievo orario nel giorno: (PICCO DOMANDA GAS/24 *Kh).

⁶ Include capacità esistenti e in fase di realizzazione. Non sono inclusi eventuali sviluppi in fase di valutazione

⁷ Include capacità esistenti e in fase di realizzazione. Non sono inclusi eventuali sviluppi in fase di valutazione

⁸ Include capacità esistenti e in fase di realizzazione. Non sono inclusi eventuali sviluppi in fase di valutazione

⁹ Idrogeno rinnovabile. TWh riferiti a PCS 142 MJ/kg.

¹⁰ Gas naturale, biometano e idrogeno rinnovabile



4.

Contesto

4 Contesto regolatorio e normativo

4.1 Contesto regolatorio

Il presente Documento di Descrizione degli Scenari 2026 (nel seguito DDS 2026), redatto congiuntamente da Snam e Terna ai sensi della delibera dell'Autorità 392/2024/R/com, descrive gli scenari energetici di riferimento propedeutici alla predisposizione dei Piani di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica e della rete di trasporto del gas naturale.

Il DDS 2026 è stato predisposto in coerenza con il quadro regolatorio definito dall'Autorità, in particolare tenendo conto delle disposizioni introdotte dalla deliberazione 392/2024/R/com, che ha previsto, tra le altre disposizioni, una maggiore trasparenza delle attività svolte dai gestori di rete, la pubblicazione preventiva del percorso di lavoro, il coinvolgimento degli stakeholder tramite la costituzione di un Technical Reference Group (TRG) a supporto delle attività di sviluppo degli scenari.

In conformità a tale deliberazione, il DDS 2026 esplicita inoltre i criteri utilizzati per l'elaborazione degli scenari, considera una pluralità di anni studio lungo l'orizzonte di pianificazione dei Piani di Sviluppo e sviluppa scenari differenziati basati su ipotesi contrastanti riguardanti il contesto macroeconomico, l'evoluzione tecnologica e i prezzi delle commodity energetiche. Il documento descrive inoltre le assunzioni relative all'evoluzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica e gas naturale, delle fonti rinnovabili e dei flussi energetici con l'estero, in coerenza con gli orizzonti temporali adottati nei processi europei di pianificazione delle reti.

Nella predisposizione del DDS 2026 sono state inoltre recepite le indicazioni formulate dall'Autorità con la deliberazione 234/2026/R/gas, attraverso l'adozione di uno scenario europeo di policy quale riferimento per i Paesi esteri, il confronto con il PNIEC 2024 per le assunzioni relative all'Italia, l'esplicitazione delle eventuali divergenze rispetto agli scenari europei e delle relative motivazioni, il confronto con il DDS 2024 e una maggiore rappresentazione di dettaglio dei flussi di importazione ed esportazione alle interconnessioni transfrontaliere.

Il DDS 2026 è stato altresì sviluppato tenendo conto delle metodologie e degli orientamenti adottati a livello europeo nell'ambito del processo di costruzione degli scenari coordinato da ENTSO-E ed ENTSG, nonché delle "ACER Framework Guidelines for the joint TYNDP scenarios", pubblicate nel gennaio 2023 ai sensi del Regolamento (UE) 2022/869 (TEN-E). Tali linee guida definiscono i principi di trasparenza, robustezza metodologica, coinvolgimento degli stakeholder, coerenza con le politiche energetiche e climatiche dell'Unione europea e allineamento con i Piani Nazionali Integrati Energia e Clima, che costituiscono il quadro di riferimento per lo sviluppo degli scenari europei utilizzati nei processi TYNDP.

Un ulteriore elemento di novità rispetto ai precedenti cicli di elaborazione è rappresentato dal Decreto legislativo 3 luglio 2026, n. 136, che introduce l'approvazione da parte dell'Autorità degli scenari comuni utilizzati ai fini della pianificazione delle reti. Il DDS 2026 si inserisce in un processo nel quale l'Autorità, oltre a definire gli indirizzi regolatori per la predisposizione degli scenari, assume anche la funzione di approvazione degli stessi, secondo quanto previsto dalla nuova disciplina.

In tale quadro, gli scenari descritti nel presente documento costituiscono il riferimento per la predisposizione dei successivi Piani di Sviluppo delle infrastrutture di trasmissione elettrica e di trasporto del gas naturale, nonché per lo svolgimento delle relative analisi costi-benefici secondo quanto previsto nei rispettivi criteri di Snam e Terna, assicurando coerenza con il quadro normativo e regolatorio nazionale ed europeo e con gli obiettivi di decarbonizzazione e sicurezza energetica dell'Unione europea.

4.2 Coinvolgimento stakeholders

L'elaborazione del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) richiede il contributo di competenze specialistiche e punti di vista diversificati, in considerazione della complessità e dell'interdipendenza dei diversi settori che compongono il sistema energetico. In tale contesto, il processo di elaborazione degli scenari è accompagnato da un'attività di interlocuzione e confronto con le Associazioni di categoria, gli Enti di ricerca e le imprese distributrici, finalizzata a raccogliere contributi, osservazioni e dati utili alla definizione delle ipotesi di scenario.

La stessa Autorità, con la Delibera 392/2024/R/com, ha evidenziato l'importanza del coinvolgimento degli stakeholder

nel processo di elaborazione degli scenari, prevedendo che Snam e Terna “effettuino sessioni di discussione pubblica o, come requisito minimo, sessioni con invito agli stakeholder interessati rendendo pubblicamente disponibile la relativa documentazione [...]”.

In attuazione di tale previsione, nel dicembre 2025 è stato costituito il Technical Reference Group (TRG), con l’obiettivo di fornire un contributo specialistico al processo di elaborazione del DDS 2026.

Il TRG ha supportato le attività di elaborazione attraverso:

- i. la partecipazione a sei sessioni di confronto, finalizzate alla discussione dei principali contenuti del DDS, quali le storyline, gli orizzonti temporali e le ipotesi di base, nonché alla raccolta di osservazioni e contributi;
- ii. la revisione e il commento dei materiali di lavoro predisposti e condivisi dai due gestori di rete;
- iii. il supporto consultivo nella definizione delle ipotesi e degli approcci metodologici, con particolare riferimento alla valutazione delle ipotesi di scenario, quali il contesto macroeconomico e tecnologico, e alla verifica della coerenza con i principali trend di mercato e con le best practice internazionali;
- iv. la condivisione di studi, analisi e dati di riferimento a supporto delle attività di elaborazione.

In questa prima configurazione, il TRG è stato composto prevalentemente da soggetti identificati dai due TSO quali referenti esperti per specifici settori, provenienti da Associazioni di categoria, oltre che da due Enti di ricerca. In **Tabella 3** l’elenco dei partecipanti al TRG per il DDS 2026.

Tabella 3 – Composizione Technical Reference Group per il DDS 2026

Nome	Tipologia	Settore di riferimento
ENEA	Ente di ricerca	Ricerca: energia, ambiente, sostenibilità
RSE	Ente di ricerca	Ricerca: sistema energetico
ASSOTERMICA	Associazione di categoria	Settore civile (riscaldamento)
ASSOCLIMA	Associazione di categoria	Settore civile (condizionamento elettrico)
AIRU	Associazione di categoria	Settore civile (teleriscaldamento)
IDA	Associazione di categoria	Data Center
ASSOCOSTIERI	Associazione di categoria	Logistica e stoccaggio energetico
MOTUS-E	Associazione di categoria	Mobilità elettrica
NGV	Associazione di categoria	Carburanti gassosi per i trasporti
UNEM	Associazione di categoria	Raffinazione e carburanti liquidi
FEDERMETANO	Associazione di categoria	Metano e biometano per autotrazione
CONFINDUSTRIA	Associazione di categoria	Industria e consumi energetici
ELETTRICITA’ FUTURA	Associazione di categoria	Operatori del settore elettrico
ITALIA SOLARE	Associazione di categoria	Energia solare
ANEV	Associazione di categoria	Energia eolica
ANIE	Associazione di categoria	Tecnologie per il settore elettrico
AIN	Associazione di categoria	Energia nucleare
H2It	Associazione di categoria	Filiera idrogeno

I materiali presentati e condivisi da Snam e Terna nell’ambito degli incontri con il TRG sono stati resi pubblicamente disponibili sui rispettivi siti web, in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione 392/2024/R/com.

Oltre al confronto con il TRG, nell’ambito del processo di elaborazione del **DDS 2026** è stata avviata un’attività di **interlocuzione con le imprese distributrici elettriche**.

Tale attività assume particolare rilevanza in considerazione della necessità di assicurare il coordinamento tra gli scenari di sviluppo della rete di trasmissione e quelli alla base dei Piani di Sviluppo dei Distributori (DSO), in coerenza con l’evoluzione complessiva del sistema elettrico prevista dall’art. 23 del D.Lgs. 210/2021.

A tal fine, nel corso della predisposizione del presente documento sono stati organizzati quattro **incontri con i DSO**,

nell'ambito dei quali sono stati condivisi i valori relativi alla domanda elettrica, alla generazione distribuita e agli accumuli, con particolare riferimento all'orizzonte temporale 2030.

Al fine di assicurare adeguata trasparenza rispetto agli esiti delle attività di interlocuzione svolte nel corso del processo di elaborazione, Snam e Terna pubblicheranno un documento di sintesi contenente i commenti e le osservazioni ricevuti nell'ambito delle diverse attività di confronto.

4.3 Contesto normativo

La definizione degli scenari del DDS 2026 è stata sviluppata tenendo in considerazione come riferimento programmatico nazionale il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), trasmessa dall'Italia alla Commissione europea nel 2024, che costituisce il documento di pianificazione strategica nazionale per il conseguimento degli obiettivi energetici e climatici al 2030 e fornisce le principali indicazioni in materia di decarbonizzazione, sviluppo delle fonti rinnovabili, efficienza energetica, sicurezza energetica e integrazione dei vettori energetici.

In coerenza con il quadro normativo e regolatorio nazionale per l'elaborazione degli scenari sono stati considerati, tra gli altri, i seguenti atti normativi e regolatori:

1. Decarbonizzazione ed emissioni

- Regolamento (UE) 2018/842 (Effort Sharing Regulation);
- Regolamento (UE) 2021/1119 ("European Climate Law");
- Direttiva 2003/87/CE e successive modifiche (EU ETS);
- Direttiva (UE) 2023/959 (ETS2);
- Regolamento (UE) 2018/841 e Regolamento (UE) 2023/839 (settore LULUCF);
- Regolamento (UE) 2026/67.

Tale quadro normativo definisce il percorso europeo di riduzione delle emissioni climalteranti, incluso il conseguimento della neutralità climatica entro il 2050 e gli obiettivi intermedi di riduzione delle emissioni al 2030 e al 2040.

2. Fonti rinnovabili e combustibili a basse emissioni

- Direttiva (UE) 2023/2413 (RED III), recepita nell'ordinamento nazionale;
- Regolamento (UE) 2023/851 relativo agli standard emissivi dei veicoli leggeri e al phase-out dei motori a combustione interna;
- Regolamento (UE) 2023/2405 (ReFuelEU Aviation);
- Regolamento (UE) 2023/1805 (FuelEU Maritime).

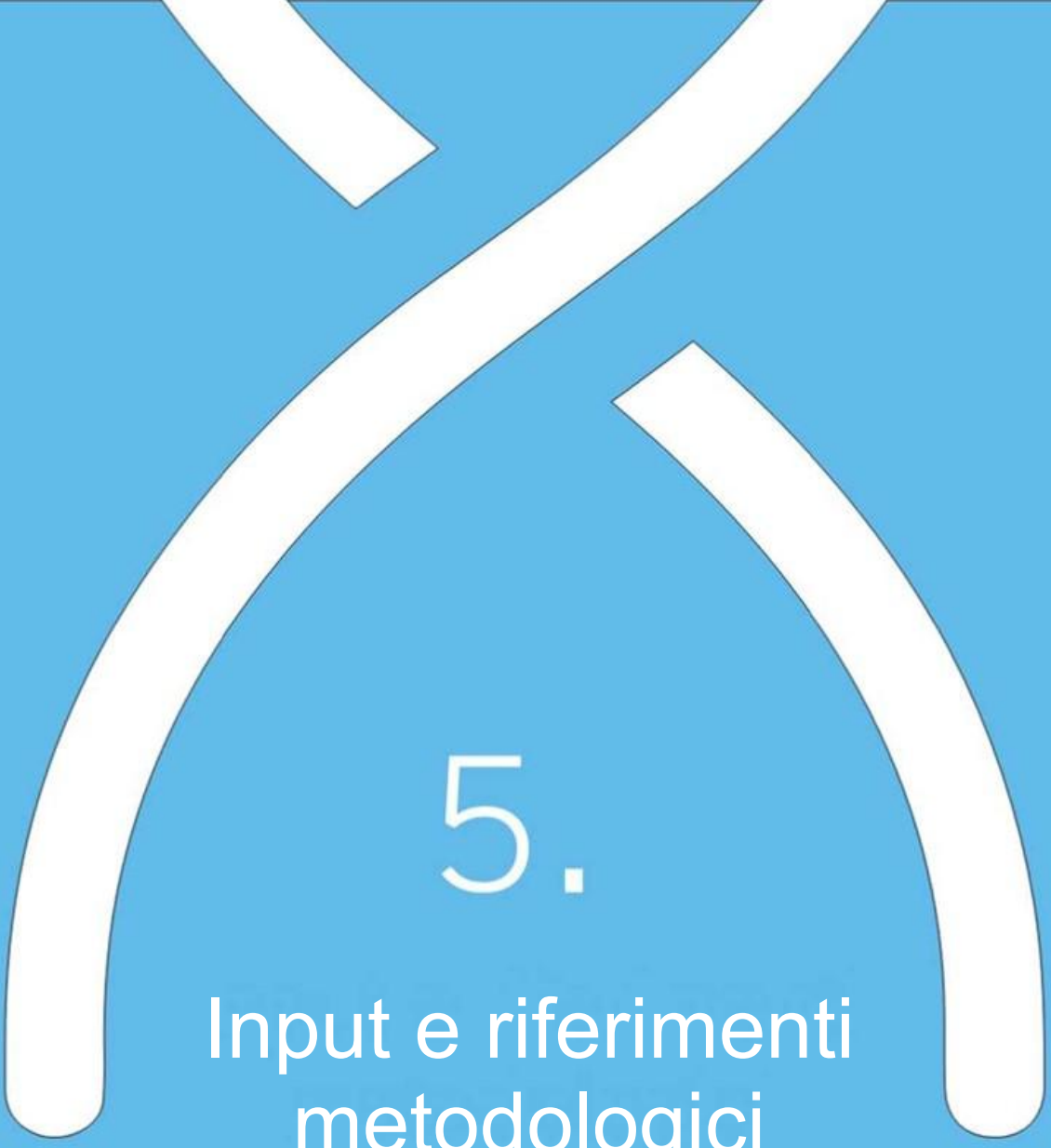
Tali provvedimenti definiscono gli obiettivi di diffusione delle fonti rinnovabili, dei combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO), dei carburanti sostenibili per l'aviazione e della decarbonizzazione dei trasporti terrestri e marittimi.

3. Efficienza energetica

- Direttiva (UE) 2024/1275 (EPBD recast);
- Direttiva (UE) 2024/1791 (Energy Efficiency Directive - EED).

Le disposizioni sopra richiamate definiscono il percorso europeo di riduzione dei consumi energetici e di progressivo miglioramento delle prestazioni energetiche del patrimonio edilizio e dei settori finali di consumo.

Gli obiettivi quantitativi associati alle normative sopra richiamate sono stati assunti come riferimento per la definizione delle traiettorie di domanda energetica, elettrificazione dei consumi, sviluppo delle fonti rinnovabili, produzione di idrogeno rinnovabile, diffusione dei combustibili decarbonizzati e riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, tenendo conto delle specificità nazionali. Eventuali scostamenti rispetto ai target europei o nazionali sono evidenziati e motivati nel presente documento.



5.

Input e riferimenti
metodologici

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 e Benefici sugli interventi contenuti nei piani di sviluppo delle reti elettriche e gas.

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

Le storyline costituiscono il quadro di riferimento qualitativo e quantitativo per la costruzione degli scenari, definendo traiettorie evolutive coerenti e le principali assunzioni socioeconomiche, tecnologiche, ambientali e di policy.

Sulla base delle storyline vengono definiti i principali fattori di evoluzione di ciascuno scenario e le relative assunzioni, ad esempio in termini di politica energetica e sviluppo tecnologico, tenendo conto anche delle indicazioni emerse dal confronto con il Technical Reference Group nel corso delle diverse sessioni di lavoro.

A ciascuna storyline corrisponde quindi uno scenario, costruito attraverso un insieme coerente e completo di variabili e assunzioni che ne determinano l'evoluzione.

Una volta definite le storyline e le variabili che caratterizzano ogni scenario prende il via l'attività di modellizzazione degli scenari che, dal punto di vista analitico e con il supporto di un'adeguata catena modellistica (**Figura 1**), permette di simulare in modo coerente ogni scenario gestendo in modo sequenziale input e output intermedi del processo.

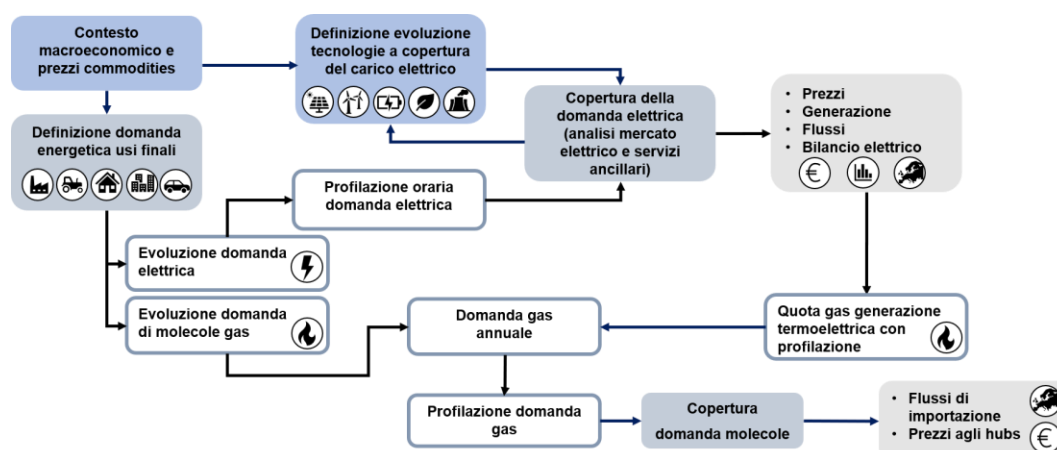


Figura 1 - Catena modellistica del processo di costruzione degli scenari

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.

Utilizzando le elaborazioni della domanda elettrica annuale negli usi finali, i profili orari storici di consumo e la diffusione attesa delle nuove tecnologie elettriche (quali 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 per ogni scenario ed orizzonte temporale elaborato. Il profilo viene quindi utilizzato nelle analisi di mercato nell'ambito di un processo iterativo che considera congiuntamente l'evoluzione del parco di generazione e dei sistemi di accumulo. Le simulazioni consentono di individuare un livello efficiente di accumuli, coerente non solo con la quantità di capacità rinnovabile, ma

anche con la sua localizzazione, come ulteriormente dettagliato nel paragrafo 0. Consentono inoltre di determinare il mix orario di generazione 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 di politica energetica 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.

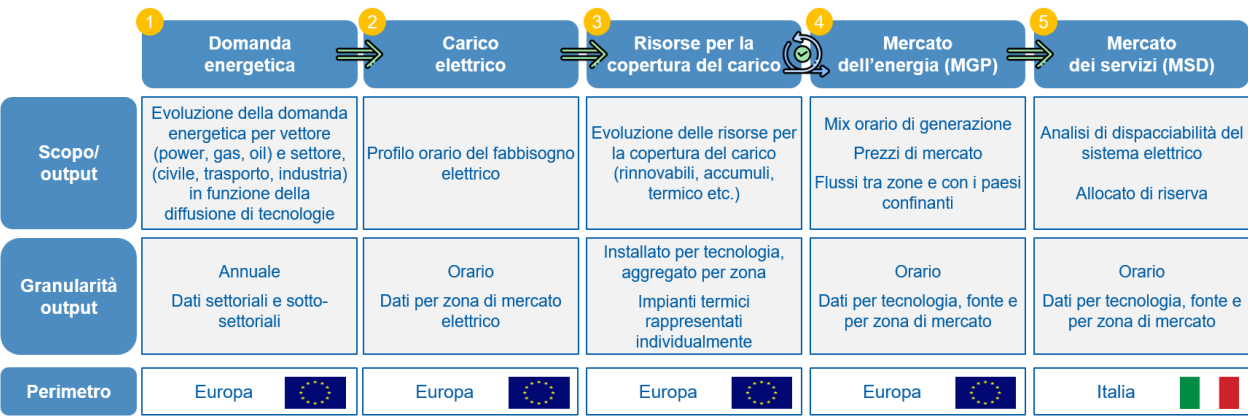


Figura 2 - Processo di simulazione sistema elettrico

Gli altri Paesi sono modellati considerando i principali input degli scenari elaborati a livello europeo da ENTSO-E ed ENTSG (i.e. evoluzione della capacità installata, domanda elettrica, domanda idrogeno, domanda e produzione di gas naturale e biometano). Nel dettaglio, per il DDS 2026 sono stati modellizzati esplicitamente 23 Paesi, mentre il resto del perimetro europeo è rappresentato attraverso degli scambi orari fissi, anch’essi derivati dalle analisi svolte in ambito ENTSGs (**Figura 3**). Il sistema elettrico italiano è poi, a sua volta, rappresentato nelle sue sette aree di mercato attuali.

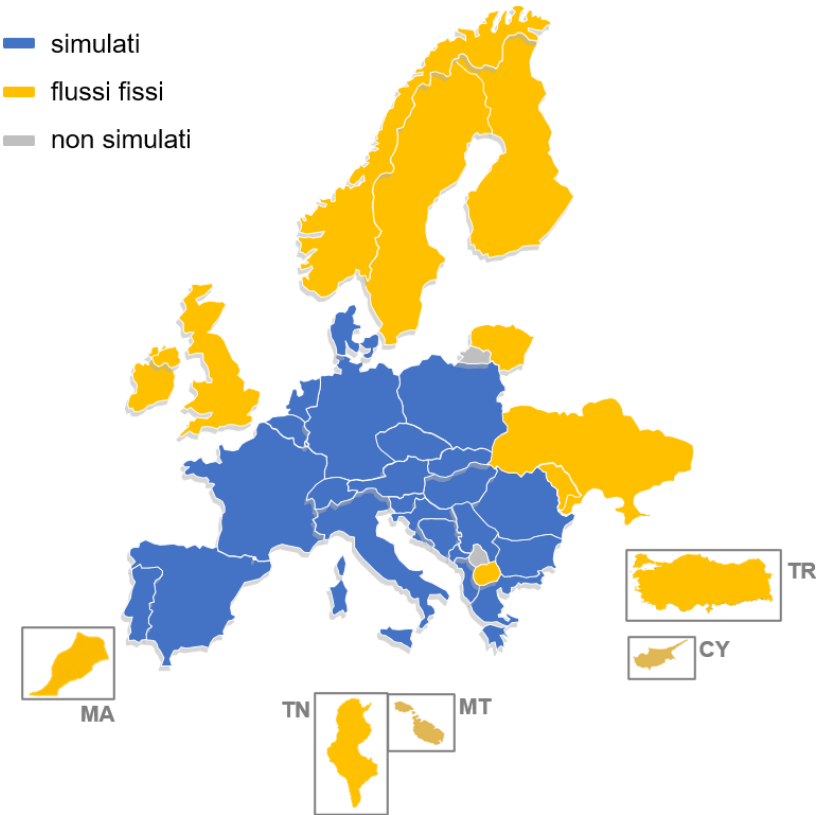


Figura 3 - Perimetro di analisi (settore elettrico)

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. Il processo complessivo di simulazione della domanda e dell'offerta di gas è rappresentato nella **Figura 4**.

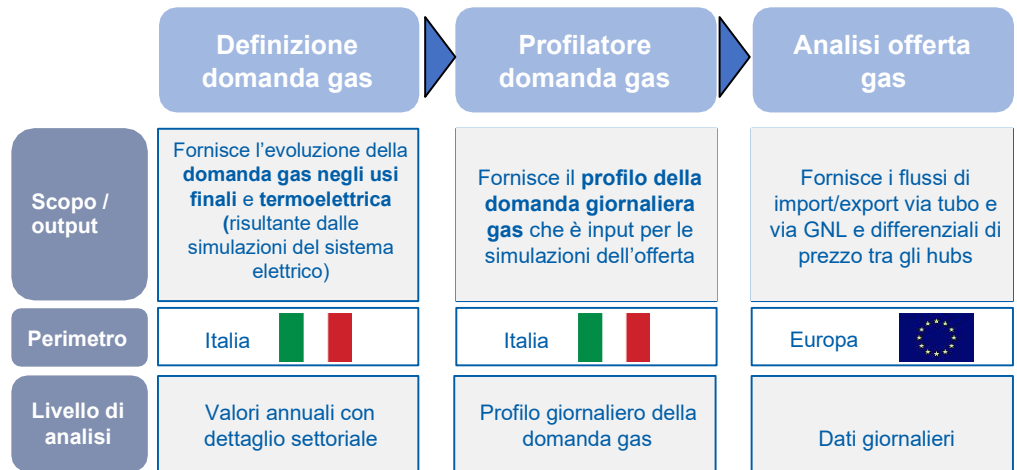


Figura 4 – Processo di simulazione domanda/offerta gas

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.

5.3.1 Contesto macroeconomico

Tutti gli scenari illustrati si basano su ipotesi macroeconomiche e demografiche coerenti con le storyline di riferimento.

Per le dinamiche demografiche, assunte invarianti nei due scenari considerati, sono state adottate le proiezioni ISTAT (2026)¹¹. Queste prevedono per l'Italia una progressiva riduzione della popolazione da 59 milioni del 2025 a poco meno di 57 milioni nel 2040. Parallelamente è attesa una diminuzione del numero medio di componenti per famiglia, a fronte di un numero di nuclei familiari leggermente in crescita dai 26,5 del 2025 ai 27,2 del 2040.

Per quanto riguarda le ipotesi macroeconomiche, sono state assunte due diverse traiettorie di crescita alla base degli scenari Energy Integration e Power Development. Tali traiettorie sono state definite a partire dal dato storico di ISTAT (edizione dicembre 2025)¹² ed utilizzando come riferimento il framework e le ipotesi di lungo termine riportate nel 2024 Ageing Report della Commissione europea¹³, adattandole alle specifiche storyline dei due scenari. Per lo scenario Power

¹¹

https://esploradati.istat.it/databrowser/#/it/dw/categories/IT1,POP,1.0/POP_DEMOPROJ/DCIS_PREVFAM/IT1,165_1167_DF_DCIS_PREVFAM_2,1.0

¹² https://esploradati.istat.it/databrowser/#/it/dw/categories/IT1,DATAWAREHOUSE,1.0/UP_ACC_TERRIT/IT1,93_498_DF_DCCN_PILT_1,1.0

¹³ 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_enc

Development è stato assunto un percorso caratterizzato da una crescita economica più sostenuta, mentre lo scenario Energy Integration riflette una dinamica di crescita più contenuta.

L'evoluzione del PIL è rappresentata in **Tabella 4** e **Tabella 5**. Il tasso medio di crescita (CAGR) risulta essere positivo in tutto l'orizzonte, nonostante il calo demografico atteso.

Tabella 4 - Andamento delle variabili economiche e demografiche (anni 2024-40)

	2024	2030	2035	2040
PIL assoluto (mld €2020) - Scenario Power Development	1.939	2.032	2.103	2.229
- Scenario Energy Integration			2.073	2.166
Popolazione (mln)	59,0	58,5	57,8	56,9
n. famiglie (mln)	26,5	26,9	27,1	27,2

Fonte: ISTAT (2025, 2026), Commissione Europea (2024)

Tabella 5 – Tasso di crescita medio del PIL (anni 2024-40)

	2024-30	2030-35	2035-40
Best Estimate	+0,8%		
Scenario Power Development		+0,7%	+1,2%
Scenario Energy Integration		+0,4%	+0,9%

Fonte: Commissione Europea (2024)

5.3.2 Commodities

Per quanto riguarda i prezzi dei combustibili fossili e delle quote di emissione di CO₂ nell'ambito del sistema ETS, sono state adottate le assunzioni riportate nel TYNDP 2026, coerenti con i valori raccomandati dalla Commissione Europea per tutti i Piani Nazionali Energia e Clima predisposti ai sensi del Regolamento UE 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima¹⁴. Tali valori non devono essere interpretati come una previsione dell'evoluzione futura dei mercati energetici, bensì come parametri assunti per garantire una valutazione coerente e confrontabile degli scenari analizzati. Per questo motivo, le ipotesi relative ai prezzi delle commodity sono considerate identiche negli scenari Power Development e Energy Integration.

Diversamente, per il prezzo della CO₂, gli scenari sono stati differenziati in funzione del livello di decarbonizzazione sottostante. La Commissione Europea prevede due differenti traiettorie per il prezzo della CO₂: (1) "With Existing Measures" (WEM), che considera esclusivamente le misure già vigenti, e (2) "With Additional Measures" (WAM), che include ulteriori misure di policy finalizzate al conseguimento degli obiettivi europei di decarbonizzazione. Lo scenario Energy Integration adotta la traiettoria WEM, mentre lo scenario Power Development, coerentemente con le assunzioni del TYNDP 2026, è associato alla traiettoria WAM (**Tabella 6**).

Tabella 6 - Prezzi delle commodity, storico (prezzi nominali) e negli scenari (prezzi reali, anno 2024)

	2025 (valore medio)	2026 (gen-set)	2030	2035 ¹⁵	2040
Gas naturale (€/MWh)	36,2	49,8	33,2	30,3	37,3
Brent (€/MWh)	39,4	53,7	51,3	56,9	58,4
Carbone ¹⁶ (€/MWh)	13,8	16,2	14,8	14,0	14,0
CO ₂ (€/t) - Scenario Power Development	73,9	77,9	97,5	197,5	297,5
- Scenario Energy Integration				102,6	102,6

Fonte: Commissione Europea (2024)

¹⁴ European Commission, DG Climate Action, Recommended Parameters for Reporting on GHG Projections in 2025.

¹⁵ Il valore relativo al 2035 è stato determinato assumendo una crescita regolare del prezzo nel periodo compreso tra i due orizzonti temporali, in linea con le ipotesi del TYNDP 2026.

¹⁶ I valori storici fanno riferimenti all'indice API2.

Box di approfondimento 1 – Evoluzione recente dei prezzi del gas naturale (TTF) e del petrolio (Brent)

L'analisi dell'evoluzione dei prezzi del gas naturale (TTF) e del petrolio (Brent) consente di contestualizzare le principali dinamiche che hanno interessato i mercati energetici internazionali negli ultimi anni. Pur rappresentando commodity distinte e soggette a specifici fattori di mercato, gas e petrolio hanno storicamente mostrato andamenti riconducibili a determinanti comuni legate all'evoluzione del contesto economico, energetico e geopolitico globale.

Fino alla fine degli anni 2000 i prezzi del gas naturale in Europa risultavano fortemente correlati a quelli del petrolio, poiché una quota significativa dei contratti di fornitura gas a lungo termine veniva indicizzata al prezzo dei prodotti petroliferi. Con il progressivo sviluppo degli hub europei del gas, dal 2010 in poi si è assistito ad un graduale decoupling dei due mercati, dove i prezzi di gas e petrolio hanno seguito dinamiche sempre più autonome e distinte.

Tale divergenza è divenuta più evidente dal 2019 in poi, come evidenziato in **Figura 5**, sottolineando una crescente sensibilità dei due mercati a fattori specifici di domanda e offerta, con effetti particolarmente marcati nel mercato europeo del gas.

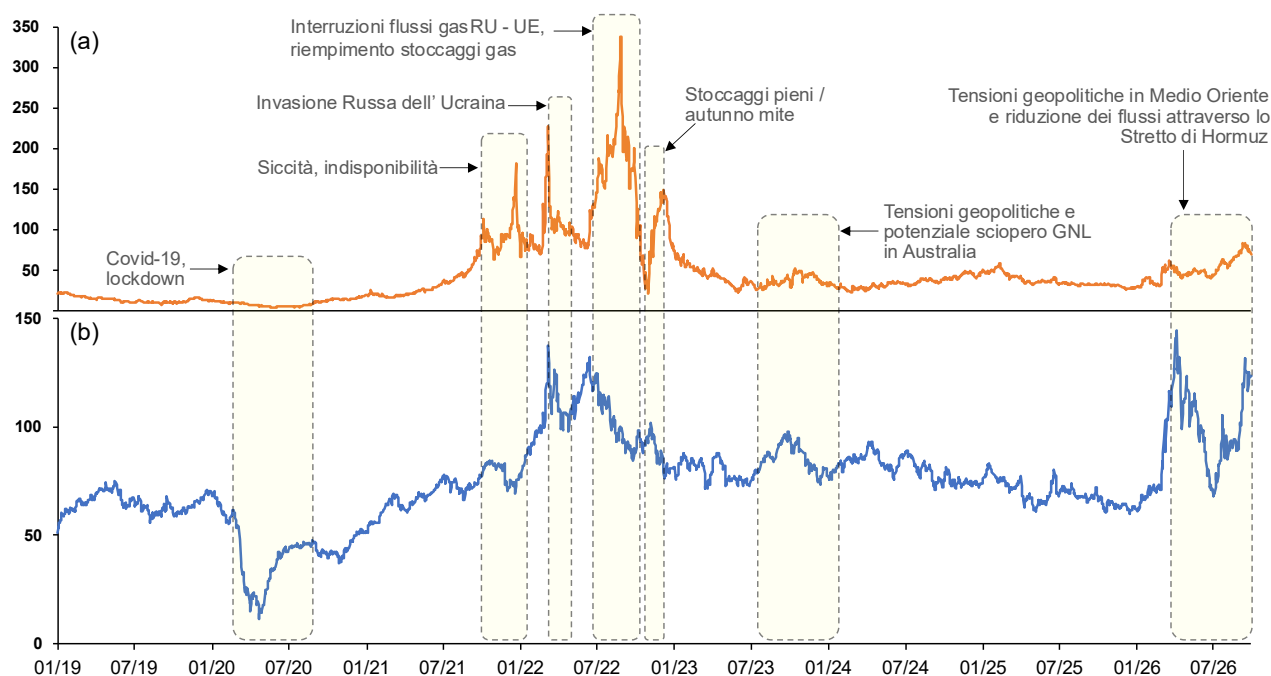


Figura 5 - Andamento storico del Gas TTF [€/MWh] (a) e del Brent [\$]/bbl (b), 2019-2026 (gen - set)

Nel 2020, gli effetti della pandemia da Covid-19 e il conseguente rallentamento dell'attività economica globale hanno determinato una marcata flessione delle quotazioni di entrambe le commodity. A partire dal 2021, con la ripresa dell'economia globale, i prezzi hanno progressivamente ripreso una traiettoria crescente, in un contesto caratterizzato dall'insorgere di tensioni sui mercati energetici internazionali. Tali tensioni hanno raggiunto l'apice nel 2022, con l'inasprirsi del conflitto tra Russia e Ucraina. In particolare, il mercato europeo del gas ha registrato incrementi elevati, con il TTF che ha raggiunto valori superiori a 300 €/MWh. Anche il Brent ha evidenziato una significativa crescita, superando 130 dollari al barile nel marzo 2022, pur mantenendosi su una traiettoria meno accentuata rispetto a quella del gas naturale.

Dopo i picchi registrati nel 2022, nel periodo 2023-2025 le quotazioni si sono progressivamente allontanate dai livelli raggiunti durante la crisi, pur attestandosi su valori strutturalmente superiori rispetto al periodo precedente la pandemia. A titolo comparativo, nel 2019 il TTF si attestava mediamente intorno a 14 €/MWh, mentre nel triennio 2023-2025 le quotazioni si sono mantenute mediamente nell'intervallo 35-45 €/MWh. Anche il Brent ha mostrato un progressivo ridimensionamento rispetto ai massimi del 2022, stabilizzandosi nel triennio successivo nell'intervallo 70-90 dollari al barile e mantenendosi mediamente su valori superiori di circa il 20% rispetto al 2019.

Infine, il conflitto in Medio Oriente insorto alla fine di febbraio 2026 e la conseguente chiusura dello Stretto di Hormuz hanno inciso in modo significativo sul mercato globale del GNL, interrompendo il graduale allentamento delle tensioni osservato dalla seconda metà del 2025 e facendo registrare un nuovo rialzo dei prezzi delle commodity (**Figura 6**).

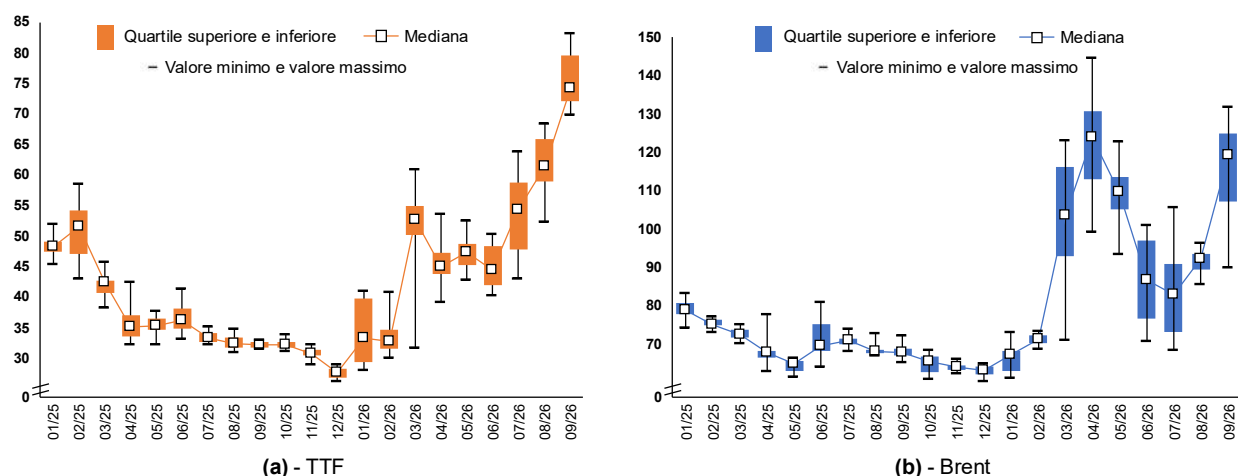


Figura 6 - Variabilità del Gas TTF [€/MWh] (a) e del Brent [\$/bbl] (b), 2025 - 2026 (gen-set)

Secondo la IEA¹⁷, prima dell'inizio delle ostilità, attraverso lo Stretto di Hormuz transitava circa il 20% dell'offerta mondiale di GNL. Le tensioni nell'area hanno determinato una significativa riduzione dei flussi provenienti dai principali esportatori del Golfo¹⁸, contribuendo alla contrazione dell'offerta nei mercati internazionali e riflettendosi in un rialzo dei prezzi delle commodity. Analizzando il periodo compreso tra marzo e settembre 2026, il TTF e il Brent hanno registrato valori medi superiori rispettivamente del 60% e del 47% rispetto al periodo precrisi. Le tensioni hanno inoltre determinato episodi di elevata volatilità, con il Brent che nel mese di aprile ha raggiunto un picco prossimo a 150 \$/bbl, oltre il doppio delle quotazioni osservate prima del conflitto.

L'esperienza degli ultimi anni evidenzia come le dinamiche dei prezzi del gas naturale e del petrolio siano sempre più condizionate dall'interazione tra fattori geopolitici, disponibilità delle infrastrutture energetiche e condizioni di equilibrio tra domanda e offerta sui mercati internazionali. Gli eventi osservati mostrano come shock localizzati possano trasmettersi rapidamente ai mercati globali, producendo effetti rilevanti anche in aree geografiche non direttamente interessate dalle criticità originarie. Nel caso del gas naturale, la crescente integrazione del mercato internazionale del GNL ha contribuito ad ampliare le possibilità di diversificazione degli approvvigionamenti, ma ha altresì rafforzato il legame tra il mercato europeo e le dinamiche globali. A ciò si aggiunge una domanda mondiale di gas attesa in crescita,¹⁹ trainata in particolare dalle economie asiatiche, che potrebbe intensificare la competizione internazionale per i volumi di GNL disponibili.

Di conseguenza, la formazione dei prezzi risulta sempre più sensibile alle variazioni dell'equilibrio mondiale tra domanda e offerta, indipendentemente dall'area geografica in cui tali variazioni si manifestano. In questo contesto, l'evoluzione futura delle quotazioni continuerà a dipendere non solo dai fondamentali energetici, ma anche dalla capacità del sistema globale di assorbire eventuali interruzioni dell'offerta e di reagire a possibili tensioni geopolitiche. Pur in presenza del progressivo sviluppo di nuova capacità produttiva e infrastrutturale, i recenti episodi di mercato dimostrano come permangano elementi di incertezza connessi alla sicurezza degli approvvigionamenti e alla resilienza delle catene energetiche internazionali.

¹⁷ IEA, Gas Market Report, Q3-2026.

¹⁸ Tra marzo e giugno 2026 i carichi di GNL da Qatar ed Emirati Arabi Uniti si sono ridotti di circa 35 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo del 2025 (circa il 20% della fornitura mondiale); nel medesimo intervallo, la produzione di GNL dei due Paesi è risultata inferiore di quasi l'80% su base annua.

¹⁹ Snam, IGU, e Rystad Energy, Global Gas Report, 2026.



6.

Descrizione degli scenari

6 Descrizione degli scenari

6.1 Scenari europei sviluppati da ENTSO-E ed ENTSG

A giugno 2026 è stato pubblicato da ENTSO-E ed ENTSG il documento degli scenari europei di riferimento per l'elaborazione del TYNDP 2026 e per il processo di selezione dei Projects of Common Interest (PCI).

Rispetto al ciclo 2024, gli scenari TYNDP 2026 introducono un significativo cambio di impostazione. In linea con le indicazioni ACER, il nuovo approccio prevede un unico scenario centrale, National Trends+ (NT+), affiancato da varianti economiche High e Low per gli anni 2035 e 2040. Lo scenario NT+ recepisce le più recenti politiche energetiche e climatiche nazionali, i NECP e gli obiettivi europei di politica energetica e climatica, tra cui il conseguimento della neutralità climatica al 2050 previsto dalla Legge europea sul clima (Regolamento (UE) 2021/1119) e il nuovo obiettivo intermedio vincolante al 2040, che prevede una riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra del 90% rispetto ai livelli del 1990, introdotto dal Regolamento (UE) 2026/667.

Lo scenario NT+ prevede una progressiva riduzione della domanda energetica complessiva, abilitata dai miglioramenti di efficienza, insieme a una crescita dell'elettrificazione e di conseguenza dei consumi elettrici. Parallelamente, si riduce il ricorso al gas naturale e aumenta il ruolo dell'idrogeno, in particolare nei settori difficilmente elettrificabili.

Vengono quindi superate le due storyline alternative del TYNDP 2024, Distributed Energy e Global Ambition. Le varianti High e Low non rappresentano infatti percorsi alternativi di transizione, ma servono a testare lo scenario centrale in presenza di condizioni economiche più o meno favorevoli. L'impostazione passa così da una logica basata su differenti possibili traiettorie del sistema energetico a un approccio maggiormente guidato dalle politiche, nel quale lo scenario NT+ costituisce il riferimento e le varianti consentono di valutarne la robustezza rispetto all'incertezza economica (Figura 7).

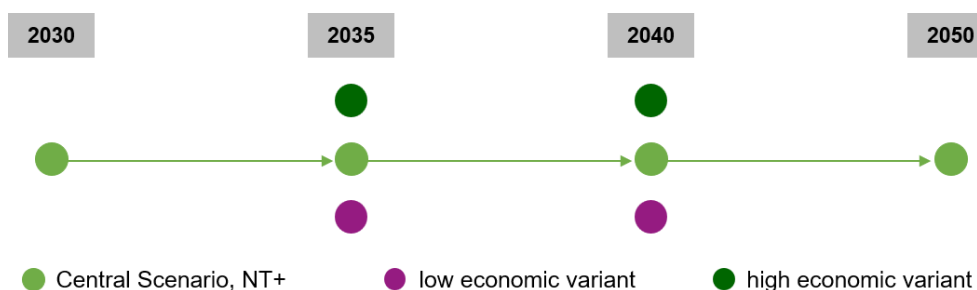


Figura 7 - Storyline e anni orizzonte del TYNDP 2026

6.2 Descrizione degli scenari Snam-Terna del DDS 2026

Il presente documento sviluppa delle visioni prospettiche del sistema energetico su un orizzonte compreso tra 5 e 15 anni. Nella definizione degli scenari, l'Autorità richiede di tenere conto degli obiettivi nazionali e comunitari di politica energetica e climatica — tra cui lo sviluppo delle rinnovabili e la riduzione delle emissioni di CO₂ — nonché delle attese sul quadro macroeconomico, sui prezzi delle commodity, sullo sviluppo delle reti e su costi e prestazioni delle principali tecnologie energetiche. Nello specifico, per gli orizzonti temporali a 10 e 15 anni, l'Autorità richiede lo sviluppo di scenari *differenziati*, fondati su ipotesi *contrastanti* circa l'evoluzione delle variabili sopra richiamate.

Coerentemente con le indicazioni di ARERA nel DDS 2026 si prevedono i seguenti scenari:

- al 2030 viene elaborato un unico scenario denominato Best Estimate, costruito sulla base degli esiti delle aste di settore già svolte o di prossima attuazione e degli obiettivi indicati nel PNIEC 2030;
- al 2035-2040 sono stati sviluppati due scenari: Energy Integration e Power Development. Il primo assume una transizione lenta, ipotizzando, dopo il 2030, un ritmo di crescita delle FER più contenuto rispetto alla dinamica attuale, una disponibilità limitata di gas verdi e combustibili rinnovabili e un'evoluzione dei vettori energetici tradizionali in linea con lo storico. Il secondo delinea invece un percorso di decarbonizzazione più accelerato, sia in termini di elettrificazione che di sviluppo della generazione da fonti rinnovabili elettriche e di disponibilità di gas verdi e combustibili rinnovabili.

A tali scenari si affiancano specifiche analisi di sensitività volte a rappresentare condizioni meno favorevoli o più favorevoli per la produzione rinnovabile. In particolare, per il 2030 è considerato uno scenario *Low RES*, mentre per il 2040 sono analizzati scenari *Low RES* e *High RES* sia rispetto allo scenario *Power Development* sia rispetto allo scenario *Energy Integration* (Figura 8).

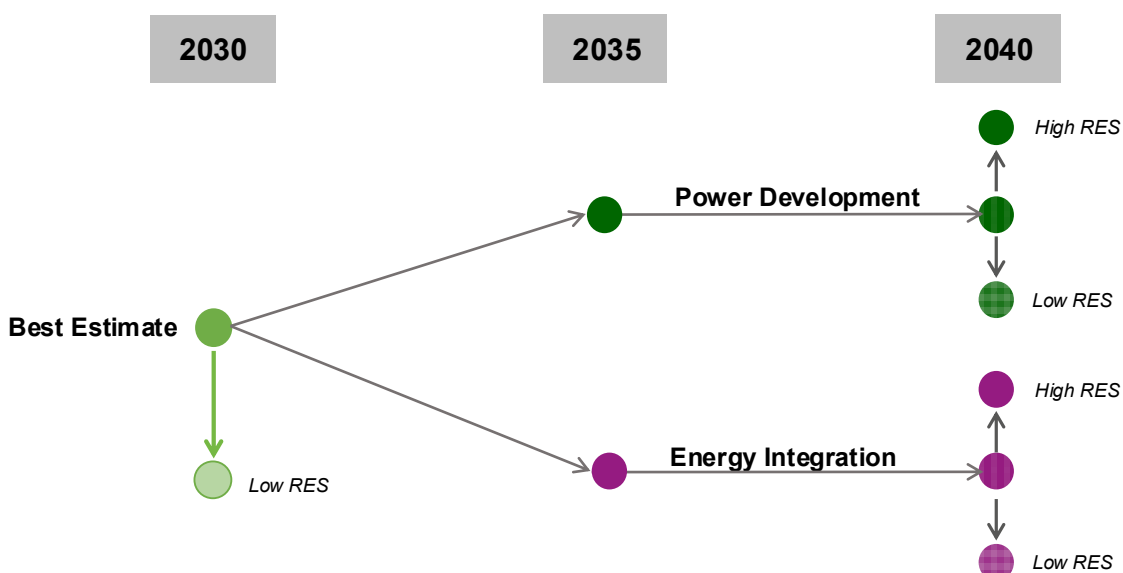


Figura 8 – Storyline e anni orizzonte del DDS 2026

6.2.1 Scenario 2030 Best Estimate

Per il 2030, Snam e Terna hanno elaborato un'unica visione, rappresentativa della migliore stima oggi disponibile per i prossimi quattro anni e costruita, per quanto possibile, su elementi concreti e già osservabili. Lo scenario tiene inoltre conto degli obiettivi di politica energetica definiti dal PNIEC 2024, che al 2030 prevede una quota FER sul fabbisogno elettrico pari al 63%.

L'evoluzione dei consumi nei settori civile e dei trasporti è ancorata alle tendenze storiche, ad esempio attraverso l'andamento delle vendite di pompe di calore e delle immatricolazioni di autovetture elettriche, proiettandone nel tempo le dinamiche già registrate. Per i grandi consumatori, come industria e Data Center, le previsioni si basano invece sull'analisi puntuale delle principali iniziative imprenditoriali già note e con un'elevata probabilità di realizzazione, anche sulla base del confronto con le relative associazioni di categoria. Ne emerge uno scenario in cui l'elettrificazione dei consumi finali procede gradualmente: le tecnologie elettriche aumentano la propria diffusione in tutti i settori, mentre

i vettori tradizionali continuano a rappresentare la componente prevalente nella maggior parte degli usi finali.

Per quanto riguarda lo sviluppo delle fonti rinnovabili, lo scenario considera la capacità già assegnata attraverso i meccanismi FER e quella attesa dalle prossime procedure d'asta, tra cui il FER X. A questa si aggiunge una componente tendenziale di sviluppo, di entità contenuta, riferita prevalentemente a impianti di piccola taglia connessi ai livelli di tensione più bassi.

Coerentemente con l'impostazione dello scenario, per la rappresentazione del settore elettrico nel resto d'Europa si è fatto riferimento allo scenario "Trends & Projections", sviluppato nell'ambito dell'European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2026, il Rapporto europeo di adeguatezza del sistema elettrico 2026, e integrato, ove disponibili, con informazioni più aggiornate e con piani di prossima attuazione. Mentre, per la rappresentazione del settore gas nel resto d'Europa si è fatto riferimento ad uno scenario di evoluzione della domanda gas nei paesi europei basato per gli anni orizzonte sulle proiezioni più aggiornate di uno scenario inerziale di evoluzione della domanda gas coerente con lo scenario "Planning Case" di S&P che riflette gli attuali trend osservati.

Tali scelte rispondono alla necessità di adottare anche per i Paesi esteri uno scenario basato su proiezioni, coerenti con le tendenze più recenti e con gli sviluppi attesi nel breve-medio periodo.

6.2.2 Scenari 2035-2040 Energy Integration e Power Development

Su orizzonti temporali più lunghi, il maggiore grado di incertezza rende opportuno rappresentare l'evoluzione del sistema energetico attraverso un intervallo di possibili traiettorie. In coerenza con quanto previsto dalla Regolazione, Snam e Terna hanno pertanto sviluppato due scenari per il 2035 e il 2040, Energy Integration e Power Development, che si differenziano principalmente per il diverso andamento del contesto economico e per il diverso ritmo di decarbonizzazione del sistema, più o meno coerente con una traiettoria di raggiungimento della neutralità climatica al 2050.

Nello scenario Energy Integration, la decarbonizzazione dei consumi finali prosegue in continuità con le tendenze storiche e, analogamente a quanto assunto per il 2030, non considera accelerazioni ulteriori rispetto alle dinamiche già osservate. La diffusione delle pompe di calore e dei veicoli elettrici avanza quindi con gradualità, mentre i vettori tradizionali, in primo luogo il gas per il riscaldamento e i carburanti liquidi per la mobilità, mantengono un peso ancora rilevante. Anche nel settore dei trasporti non si assumono variazioni strutturali nella ripartizione della domanda tra le diverse forme di mobilità, ad esempio tra trasporto privato su strada, trasporto pubblico e trasporto ferroviario, che resta sostanzialmente invariato rispetto all'assetto attuale. Con riferimento alla generazione elettrica, lo scenario assume una crescita moderata della capacità FER, pari a circa +4 GW/anno, in riduzione rispetto ai circa +7 GW/anno osservati nel quadriennio 2023-2026.

Diversamente, nello scenario Power Development si assume un più rapido processo di elettrificazione dei consumi e una leggera accelerazione nello sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche, con circa +8 GW/anno di nuova capacità, leggermente superiore ai circa +7 GW/anno osservati nel periodo 2023-2026. Nel settore civile, l'elettrificazione degli usi termici procede più rapidamente, grazie alla maggiore diffusione delle pompe di calore e allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento, con una progressiva sostituzione delle caldaie alimentate a gas.

Nel settore dei trasporti, la sostituzione dei veicoli tradizionali con veicoli elettrici avviene a un ritmo più sostenuto, affiancata dal ricorso a biocombustibili e idrogeno negli usi non elettrificabili. A ciò si accompagna un più marcato spostamento della domanda dalla mobilità privata su strada verso il trasporto collettivo e ferroviario.

Per i settori dell'industria e dei Data Center non vengono formulate ipotesi significativamente differenziate tra i due scenari.

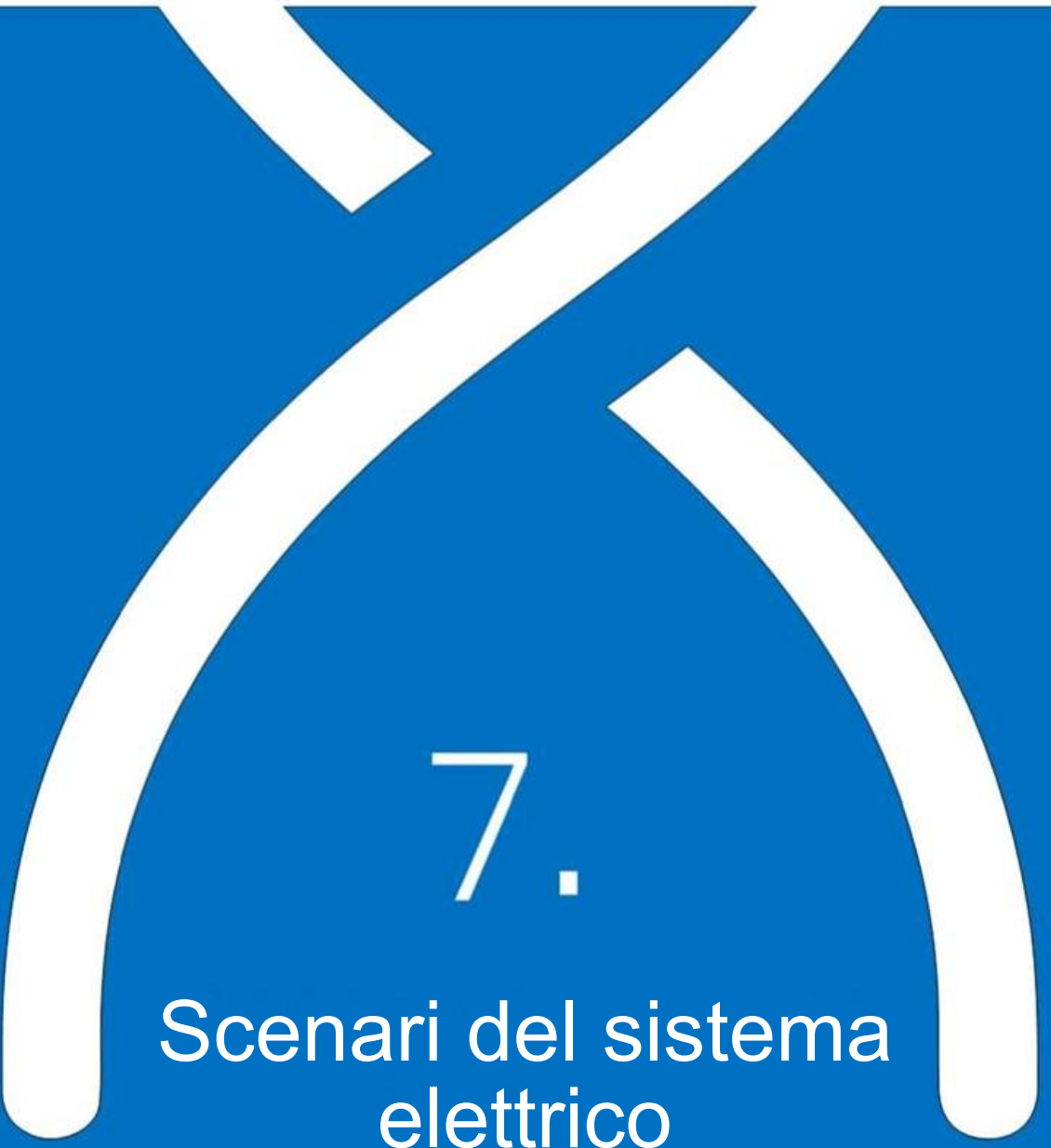
Nel complesso, la domanda di energia per usi finali nello scenario Power Development risulta inferiore rispetto allo Energy Integration, pur in presenza di consumi elettrici più elevati. La maggiore diffusione di tecnologie elettriche, caratterizzate da una maggiore efficienza rispetto alle alternative convenzionali, consente infatti di ridurre il fabbisogno energetico complessivo a parità di servizio erogato, determinando al contempo uno spostamento dei consumi verso il vettore elettrico.

Per quanto riguarda lo sviluppo delle rinnovabili, nello scenario Energy Integration si assume un rallentamento del tasso di crescita della capacità installata rispetto alle dinamiche osservate negli ultimi anni. Nello scenario Power Development, al contrario, la crescita risulta più sostenuta, assumendo lo svolgimento di ulteriori aste per la contrattualizzazione a termine della capacità e una componente tendenziale associata sia allo sviluppo di impianti merchant di grande taglia sia alla crescita diffusa di prosumer e piccoli impianti. Rispetto allo **Energy Integration**, lo

scenario Power Development prevede una maggiore espansione della capacità eolica, con un contributo significativo anche da parte degli impianti offshore.

In coerenza con le due traiettorie delineate, per la rappresentazione del settore elettrico negli altri Paesi europei si è fatto riferimento allo scenario “Trends & Projections” dell’ERAA 2026 nel caso dello Energy Integration e allo National Trends+ (NT+) del TYNDP 2026 nel caso dello Power Development.

Per la rappresentazione del settore gas nel resto d’Europa nel caso dello scenario Energy Integration si è fatto riferimento ad uno scenario inerziale di evoluzione della domanda gas coerente con lo scenario “Planning Case” di S&P che riflette e proietta gli attuali trend osservati, mentre nello scenario Power Development il riferimento adottato è National Trends+ (NT+) dello scenario Report TYNDP 2026 di ENTSOS.



7.

Scenari del sistema
elettrico

7 Scenari del sistema elettrico

Il presente capitolo descrive l'evoluzione del sistema elettrico nei diversi scenari. L'analisi considera l'andamento del fabbisogno di elettricità, lo sviluppo delle principali risorse del sistema — rinnovabili, accumuli, termoelettrico e rete — e il modo in cui tali risorse concorrono alla copertura della domanda nei diversi orizzonti temporali. Sono inoltre analizzate le principali implicazioni della crescente diffusione delle rinnovabili per il funzionamento del sistema elettrico, con particolare riferimento ai flussi di energia, all'utilizzo della generazione programmabile, al ruolo della flessibilità e ai fenomeni di curtailment.

L'approvazione definitiva a fine settembre 2026 del disegno di legge delega sul nucleare avvia il percorso per la definizione del nuovo quadro normativo di settore. Si attende ora la definizione di una roadmap governativa che chiarisca tempi, tecnologie e capacità effettivamente realizzabili. In attesa di tali elementi, il nucleare è stato considerato nel DDS come sensitivity per analizzare il possibile impatto del nucleare sul bilancio elettrico, sulla base delle ipotesi dello scenario esplorativo del PNIEC 2024.

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. 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 il fabbisogno stesso.

Per fabbisogno di elettricità si intende la somma di:

- energia elettrica per usi finali (es. industria, trasporti, residenziale e terziario)
- usi energetici (c.d. “energy sector”)
- perdite di rete

Gli usi energetici rappresentano consumi di elettricità che non sono destinati direttamente agli usi finali, ma funzionali alla produzione di un altro combustibile, che a sua volta diventa un vettore energetico per uso finale²⁰. Ad oggi tali consumi sono riconducibili principalmente alle raffinerie, dove l'energia elettrica alimenta i processi di produzione dei prodotti petroliferi, mentre in futuro assumeranno crescente rilevanza anche i consumi elettrici per la produzione di idrogeno attraverso il processo di elettrolisi.

Nella **Figura 9** è rappresentato l'andamento del fabbisogno elettrico dal 2000 fino al 2040. I dati storici evidenziano una crescita fino al 2008, seguita dagli effetti delle crisi economiche del 2009 e del 2012 e da una successiva stabilizzazione nel triennio 2017-2019. La forte contrazione del 2020, legata alla pandemia, è stata in parte recuperata nel 2021, mentre tra il 2022 e il 2025 è emerso un parziale disaccoppiamento tra crescita economica e consumi elettrici, approfondito nel *Box 2 – Driver storici del fabbisogno*.

Per quanto riguarda le proiezioni future sono riportate due traiettorie. Nello scenario Power Development, caratterizzato dalla maggiore penetrazione del vettore elettrico nei consumi finali, il fabbisogno raggiunge un valore di 439 TWh al 2040, passando per circa 338 TWh del 2030. Rispetto agli scenari del precedente Documento, assume maggiore rilevanza il contributo dei Data Center, la cui rapida espansione, sostenuta dal crescente utilizzo di applicazioni digitali avanzate e dalla diffusione dell'intelligenza artificiale, rappresenta un importante fattore di crescita della domanda elettrica prospettica, come approfondito nel *Box 3 – Evoluzione dei Data Center*.

²⁰ 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.

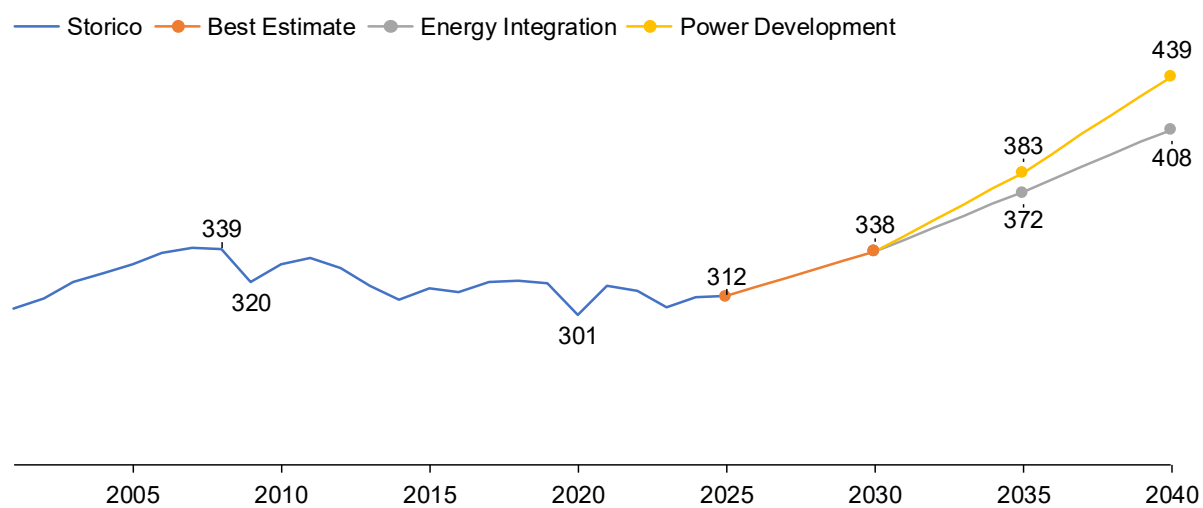


Figura 9 - Fabbisogno elettrico 2000 – 2040 [TWh]

Box di approfondimento 2 – Driver storici del fabbisogno

Storicamente il fabbisogno elettrico nazionale ha mostrato una elevata correlazione positiva con l'andamento dell'attività economica, come rappresentato in **Figura 10**. Nel periodo 2000-2019, in particolare, a variazioni percentuali del PIL (espresso in termini reali, con anno di riferimento 2020), sono state associate variazioni percentuali del fabbisogno elettrico di entità analoga, con un fattore di proporzionalità prossimo all'unità. Negli anni più recenti sono emersi segnali di una progressiva riduzione del grado di correlazione tra attività economica e fabbisogno elettrico. Nel 2022, in particolare, a fronte di una crescita del PIL si è registrata una flessione della domanda elettrica, evidenziando l'emergere di fenomeni di "decoupling". Anche le osservazioni successive tendono a discostarsi dalla relazione storicamente osservata, suggerendo un legame meno stretto tra le variazioni del PIL e quelle del fabbisogno elettrico.

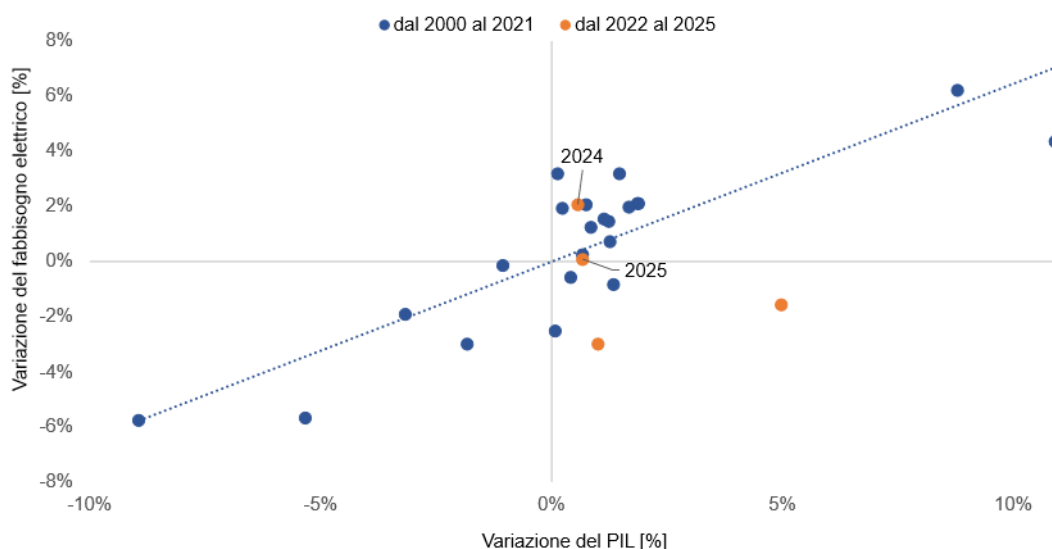


Figura 10 -Correlazione fra la variazione del PIL [%] e la variazione del fabbisogno elettrico [%]

Tale tendenza suggerisce che il PIL, pur rimanendo una variabile esplicativa rilevante, non sia sufficiente a descrivere pienamente l'evoluzione del fabbisogno. Infatti, i consumi sono anche determinati da una componente tendenziale e da fattori climatici e stagionali. Un modello di regressione multipla consente di isolare il contributo delle diverse variabili e di individuare eventuali variazioni strutturali del trend riconducibili a shock esterni.

In particolare, analizzando l'andamento del fabbisogno nei giorni feriali degli anni 2016-2025, emerge una chiara relazione tra consumi elettrici e temperatura (**Figura 11**).

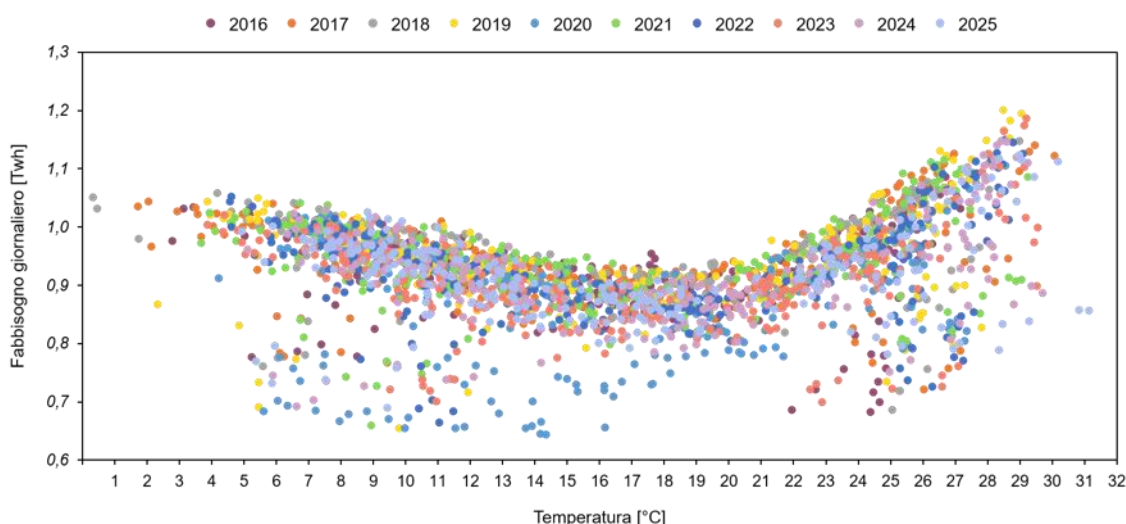


Figura 11 – Relazione tra temperatura [°C] e consumi elettrici dei giorni feriali, 2016-25 [TWh]

Le temperature al di fuori dell'intervallo considerato "mite" (15-20 °C) sono associate a un aumento significativo della domanda elettrica, riconducibile alla maggiore necessità di riscaldamento nei mesi più freddi e di raffreddamento nei periodi più caldi.

In **Figura 12** sono rappresentati i contributi alla variazione del fabbisogno elettrico nazionale tra il 2023 e il 2024 e tra il 2024 e il 2025. L'analisi, condotta attraverso un modello di decomposizione delle serie storiche, consente di ricondurre la variazione alle diverse componenti, tra cui quella tendenziale e quelle associate all'attività economica, alle condizioni climatiche e all'effetto calendario.

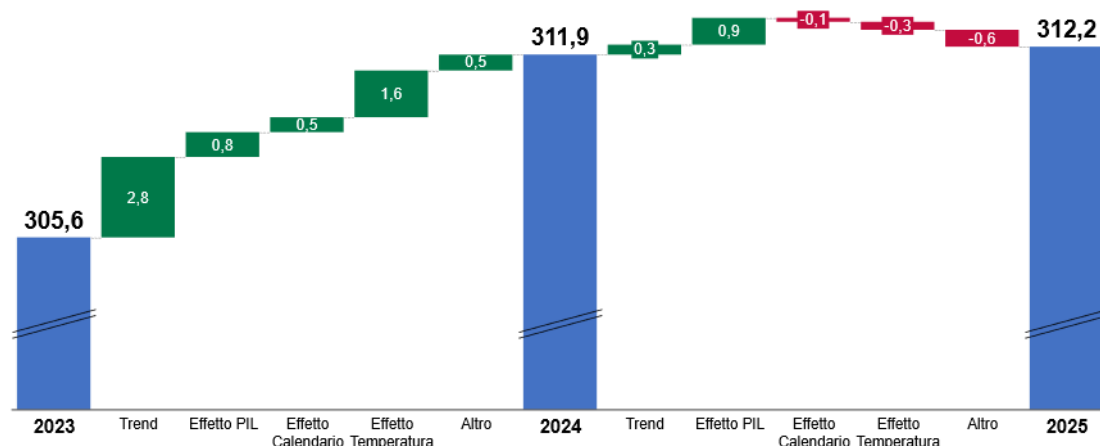


Figura 12 – Scomposizione della variazione del fabbisogno elettrico nazionale tra il 2023 e il 2025 [TWh]

Tra il 2023 e il 2024, l'aumento della domanda elettrica è stato sostenuto soprattutto dalla componente **tendenziale** e, secondariamente, dall'effetto della temperatura. La dinamica di fondo della domanda conferma quindi il progressivo recupero dei consumi dopo gli effetti della crisi energetica del 2022. La stessa componente risulta invece avere un peso molto più contenuto nella crescita registrata tra il 2024 e il 2025.

La componente **calendario** rappresenta la variazione sistematica del fabbisogno associata alla distribuzione dei giorni nel corso dell'anno, in particolare alla presenza e alla collocazione di festività, ponti e altri periodi non lavorativi, che influenzano la richiesta di energia elettrica sulla rete. Nel caso in esame, tale componente evidenzia nel 2024 un incremento del fabbisogno rispetto all'anno precedente in parte riconducibile alla presenza di maggior numero di giorni lavorativi, sia per via dell'anno bisestile che della collocazione di diverse festività nel fine settimana. Nel 2025, al contrario, si osserva una riduzione della componente attribuibile, tra le altre cose, alla particolare configurazione del calendario, caratterizzata da un prolungato periodo di festività e ponti compreso tra Pasqua (20 aprile) e il 2 maggio, favorito dalla vicinanza tra la festività del 25 aprile e la Festa dei Lavoratori del primo maggio.

L'effetto **temperatura** rappresenta una delle principali determinanti della dinamica del fabbisogno elettrico nazionale. La crescita osservata nel 2024 rispetto al 2023 è riconducibile in misura rilevante a questo fattore, con un contributo particolarmente significativo nel mese di agosto, caratterizzato da temperature eccezionalmente elevate. Nel 2025 il contributo della componente climatica risulta invece inferiore rispetto all'anno precedente. Le temperature mediamente più contenute registrate durante la stagione estiva hanno infatti ridotto la domanda associata ai consumi per raffrescamento, determinando un impatto negativo dell'effetto temperatura sul fabbisogno rispetto ai livelli del 2024.

Nei primi nove mesi del 2026 il dato provvisorio di fabbisogno elettrico nazionale registra una crescita di circa il 4,7% rispetto allo stesso periodo del 2025. L'incremento più significativo si è avuto nel mese di agosto, seguito da gennaio, luglio e settembre. Gli stessi mesi sono caratterizzati dai maggiori scostamenti delle temperature rispetto all'anno precedente, evidenziando il contributo rilevante della componente climatica. Tuttavia, la crescita del fabbisogno non risulta solo riconducibile all'effetto delle temperature, ma potrebbe riflettere anche una prima accelerazione del processo di elettrificazione dei consumi.

7.1.1 Evoluzione del fabbisogno per settore

Il fabbisogno elettrico per settore e nei vari scenari è mostrato in **Tabella 7**. Al 2030 si prevede un incremento del fabbisogno per effetto dell'elettrificazione dei consumi finali, trainato soprattutto da Data Center e dal settore civile (pompe di calore). Contribuiscono anche la diffusione della mobilità elettrica nei trasporti e, in misura minore, la crescita dell'industria.

Gli usi energetici tradizionali, riconducibili principalmente alle raffinerie, si mantengono stabili lungo l'intero orizzonte degli scenari, mentre i consumi per la produzione nazionale di idrogeno tramite elettrolisi, nulli nel 2025, si prevedono in crescita e potrebbero superare i consumi elettrici delle raffinerie al 2040.

Al 2035 e 2040 il Documento prevede due traiettorie contrastanti. Il divario tra gli scenari Energy Integration e Power Development cresce da circa 11 TWh nel 2035 a circa 31 TWh nel 2040, riflettendo le diverse ipotesi macroeconomiche e il diverso ritmo di elettrificazione dei consumi finali, in particolare nei settori civile e dei trasporti.

Tabella 7 – Evoluzione del fabbisogno elettrico per settore 2025-40 [TWh]

	2025	2030	2035		2040	
	Provvisorio	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Usi finali	284	306	334	345	362	391
Industria	106	108	110	111	111	117
Civile ²¹	163	178	194	197	208	217
Trasporti	9	14	24	30	35	50
Altro ²²	7	7	7	7	7	7
Usi energetici	9	11	15	15	22	22
di cui tradizionali (es. raffinerie)	9	9	9	9	9	9
di cui produzione H2 (elettrolisi)	0	2	6	6	13	13
Perdite di rete	19	20	23	23	25	26
Fabbisogno elettrico	312	338	372	383	408	439

Complessivamente, rispetto al 2025 il fabbisogno elettrico potrebbe crescere di circa 26 TWh al 2030 (Best Estimate) e di un valore compreso tra 96 e 127 TWh al 2040, rispettivamente negli scenari Energy Integration e Power Development.

Tale incremento è riconducibile prevalentemente all'elettrificazione dei consumi finali nei settori dei trasporti e civile, di cui la **Tabella 8** riporta i principali indicatori, a cui si aggiungono il contributo crescente dei Data Center (approfonditi nel Box 3) e dei consumi per la produzione di idrogeno tramite elettrolisi.

Tabella 8 – Evoluzione settore trasporto e civile

	2025	2030	2035		2040	
	Provvisorio	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Settore trasporti						
Veicoli elettrici puri [Mln]	0,4	1,4	3,5	5,5	6,7	11,6
Veicoli elettrici ibridi plug-in [Mln]	0,4	1,3	2,6	2,6	4,0	4,0
Autobus elettrici [k]	4,4	9,1	15,8	23	22,5	36,1
Camion elettrici [k]	0,2	12,8	54,9	73	91,8	178,4
Settore civile						
Pompe di calore residenziali ²³ [Mln]	2,5	3,8	4,9	6,5	6,1	9,8

Nel comparto dei trasporti, il numero di veicoli elettrici puri cresce in misura significativa raggiungendo 3,5-5,5 milioni al 2035 e 6,7-11,6 milioni al 2040 (rispettivamente negli scenari Energy Integration e Power Development). Per apprezzare la portata di questi valori è utile rapportarli alla consistenza attuale del parco circolante: nello scenario

²¹ Include consumo dei Data Center.

²² Agricoltura, pesca e altro.

²³ Stima delle abitazioni con riscaldamento prevalente a pompa di calore. Il numero di pompe di calore rappresentato negli scenari è calcolato rispetto al parco immobiliare modellato in ETM, pari a circa 28,4 milioni di unità abitative equivalenti. Tale valore non coincide con il numero complessivo di abitazioni rilevato dalle statistiche ufficiali, ma costituisce una grandezza di modellazione calibrata per riprodurre in modo coerente la domanda termica del settore residenziale.

Power Development, al 2040 i veicoli elettrici puri arriverebbero a rappresentare circa il 25-26% delle autovetture oggi in circolazione, dato che offre del margine verso la piena elettrificazione del parco. Si evidenzia che, nel lungo termine, i veicoli elettrici puri prevalgono progressivamente sui plug-in, il cui ruolo resta principalmente transitorio. Nel settore civile, le abitazioni con riscaldamento prevalente a pompa di calore passano da 2,5 milioni nel 2025 a 3,8 milioni nel 2030, fino a 4,9-6,5 milioni nel 2035 e 6,1-9,8 milioni nel 2040; anche in questo caso il valore più elevato al 2040, riferito allo scenario Power Development, corrisponde a circa il 35% delle abitazioni dotate di riscaldamento.

In entrambi i settori, l'elettrificazione accelera dopo il 2030, soprattutto nello scenario Power Development. Il contributo di ciascun settore alla crescita del fabbisogno è illustrato, per i due sottoperiodi, nelle figure successive.

Nel primo sottoperiodo (**Figura 13**) il fabbisogno elettrico cresce di circa 26 TWh, passando da 312 TWh nel 2025 a 338 TWh nel 2030. L'incremento è attribuibile principalmente ai Data Center, che con circa 10 TWh rappresentano quasi il 40% della crescita complessiva. Contributi più contenuti provengono dal settore civile e dai trasporti (circa 5 TWh ciascuno), mentre industria ed elettrolisi incidono in misura più marginale. In particolare, nel comparto industriale si colloca a questo orizzonte l'avvio della nuova siderurgia elettrica di Piombino (impianti di preridotto, DRI, con forni elettrici ad arco, atteso in esercizio dal 2030 compreso). In questa fase, l'espansione della mobilità elettrica contribuisce in maniera contenuta alla crescita del fabbisogno, riflettendo una diffusione ancora graduale del parco veicoli elettrico entro il 2030.

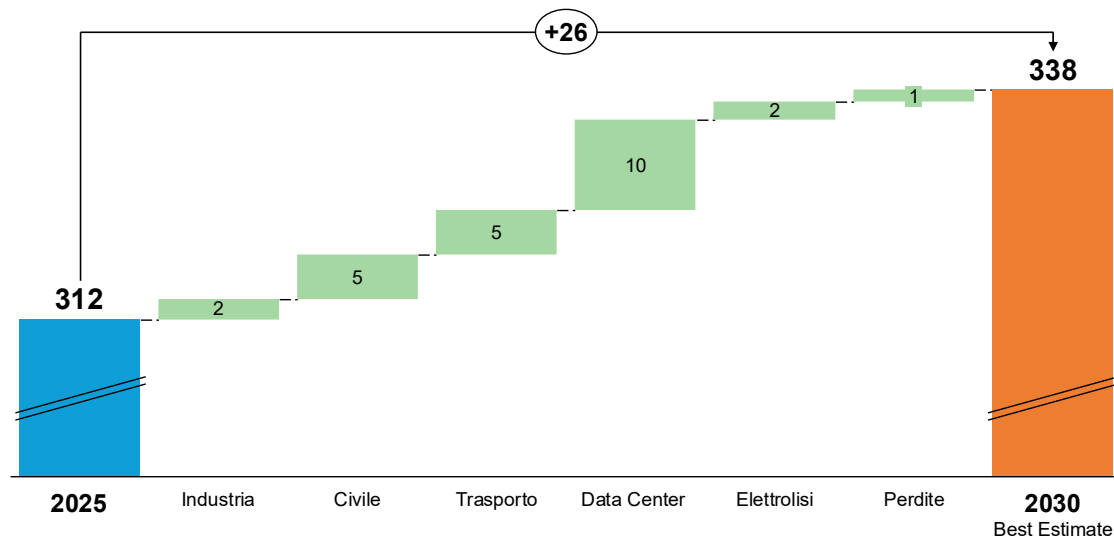


Figura 13 - Driver fabbisogno elettrico 2025 – 2030 [TWh]

Nel decennio successivo (**Figura 14**) la crescita del fabbisogno accelera e ne muta la composizione. I trasporti diventano uno dei principali driver di incremento del fabbisogno, con un contributo che passa da circa 21 TWh nello scenario Energy Integration a circa 36 TWh nello scenario Power Development, per effetto della forte espansione del parco circolante elettrico. Anche i Data Center apportano un incremento rilevante, pari a 23 TWh in entrambi gli scenari, così come l'elettrolisi per la produzione di idrogeno (+11 TWh), il cui sviluppo è assunto indipendente dalle diverse ipotesi di elettrificazione dei consumi finali. La divergenza tra i due scenari si concentra pertanto nei consumi finali - trasporti, civile (da circa 8 a circa 16 TWh) e industria (da circa 4 a circa 9 TWh) - che spiegano il maggiore fabbisogno complessivo dello scenario Power Development rispetto allo scenario Energy Integration. Nel comparto industriale la crescita al 2040 è sostenuta dalla progressiva elettrificazione della siderurgia primaria. In particolare, la riconversione del sito di Taranto (ex Ilva) sostituisce il ciclo integrale ad altoforno con il preridotto (DRI) e i forni elettrici ad arco, ipotesi comune ai due scenari. La maggiore divergenza al 2040 è invece ascrivibile soprattutto all'elettrificazione del settore del vetro, più accentuata nello scenario Power Development, con una più rapida diffusione di forni fusori elettrici e ibridi.

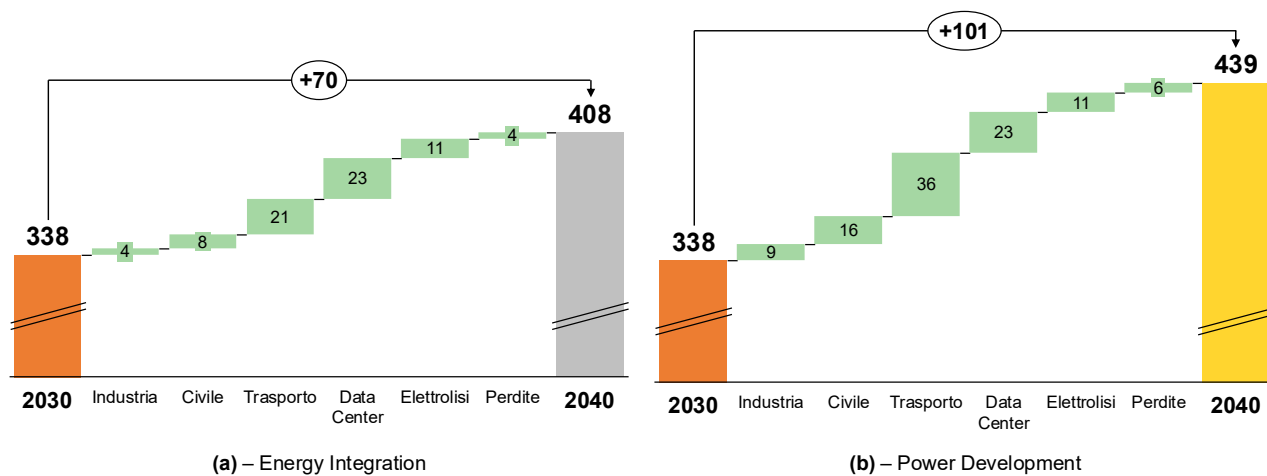


Figura 14 - Driver fabbisogno elettrico 2030 – 2040 [TWh]

7.1.2 Evoluzione del fabbisogno per regione

L'evoluzione regionale del fabbisogno elettrico riflette i medesimi driver individuati a livello nazionale, distribuendoli sul territorio. In tutte le regioni il fabbisogno cresce in modo progressivo, con un'accelerazione dopo il 2030 più marcata nello scenario Power Development rispetto a Energy Integration. La principale differenza tra le due traiettorie è legata al diverso grado di elettrificazione dei consumi finali, in particolare per mobilità elettrica e pompe di calore. Il relativo impatto si distribuisce sul territorio in funzione della popolazione, del parco edilizio e del parco veicolare di ciascuna regione. In **Tabella 9** è riportata l'evoluzione del fabbisogno²⁴ suddiviso per regione.

Gli incrementi più consistenti in valore assoluto si concentrano nelle regioni del Centro e del Nord a maggiore densità economica e demografica, quali Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna, Piemonte e Lazio. In queste regioni alla crescita dei consumi finali (elettrificazione dei trasporti e degli edifici) si affianca il contributo della domanda industriale e, soprattutto, dell'espansione dei Data Center. Sono proprio questi ultimi a trainare la crescita del fabbisogno in Lombardia, più marcata rispetto alle altre regioni. Un effetto simile, seppur più contenuto, si osserva nel Lazio in corrispondenza dell'area metropolitana di Roma.

Ne consegue che il divario tra Energy Integration e Power Development tende ad ampliarsi nel tempo proprio là dove l'elettrificazione dei consumi finali è più sensibile alle ipotesi di scenario, mentre la spinta strutturale dei Data Center imprime alle regioni-polo una crescita robusta e in larga parte indipendente dallo scenario considerato.

Tabella 9 - Fabbisogno elettrico regionale [TWh]

		2024	2030	2035		2040	
		Storico	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Nord	Emilia-Romagna	29,2	30,2	31,5	32,5	33,0	34,9
	Friuli-Venezia Giulia	9,8	10	10,7	10,9	11,1	11,5
	Liguria	6,4	6,6	6,9	7,1	7,2	7,7
	Lombardia	65,9	74,9	86,0	87,8	96,1	101,6
	Piemonte	24,4	27,6	29,7	30,5	32,6	35,4
	Trentino-Alto Adige	7,3	7,9	9,0	10,0	10,4	12,7
	Valle D'Aosta	1,2	1,3	1,5	1,8	1,9	2,5
	Veneto	31,4	32,3	33,4	34,3	34,8	38,0
	Totale	175,6	190,7	208,7	214,8	227,2	244,2
Centro Nord	Marche	7,4	7,6	7,9	8,1	8,2	8,9
	Toscana	19,6	22,6	23,8	24,7	25,3	27,9
	Totale	27	30,2	31,7	32,8	33,5	36,8
Centro Sud	Abruzzo	6,6	6,8	7,0	7,2	7,3	7,8
	Campania	18,3	18,9	19,7	20,2	20,5	22,4
	Lazio	23	24,5	29,2	30,5	32,7	35,9
	Umbria	5,6	5,7	5,9	6,0	6,1	6,5
	Totale	53,4	55,9	61,7	63,9	66,6	72,5
Sud	Basilicata	3,1	3,2	4,4	4,4	5,1	5,2
	Molise	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8
	Puglia	17,8	21,7	24,1	24,6	30,0	31,3
	Totale	22,4	26,4	30,1	30,7	36,8	38,3
Calabria	Totale	6,1	6,4	6,8	7,0	8,2	8,8
Sicilia	Totale	18,9	19,6	23,5	24,2	25,7	27,4
Sardegna	Totale	8,5	8,8	9,8	10,0	10,4	11,1
Italia	Totale	311,9	338	372,3	383,5	408,5	439,2

²⁴ Inclusivo delle perdite di rete.

Box di approfondimento 3 – Evoluzione dei Data Center

I Data Center (DC) rappresentano uno dei principali fenomeni emergenti per i sistemi elettrici. A differenza dei tradizionali consumi industriali, la loro crescita è trainata dalla digitalizzazione dell'economia, dallo sviluppo dei servizi cloud e dalla crescente diffusione delle applicazioni di intelligenza artificiale. Inoltre, le loro caratteristiche operative, elevata densità di potenza, continuità del prelievo e rapidi tempi di realizzazione, pongono nuove sfide per la pianificazione e gestione della rete.

Le previsioni di lungo termine vedono una domanda progressivamente concentrata nei grandi poli: impianti hyperscale, (Data Center di dimensioni molto elevate, di proprietà dei principali operatori globali dei servizi cloud) e i campus di colocation di grande scala (strutture che ospitano le apparecchiature di più soggetti e risultano in larga parte destinate agli stessi operatori globali). Alla colocation di taglia media viene riconosciuta una quota ancora significativa, seppur con un ridimensionamento relativo nel decennio 2030-2040. Tra i segmenti a maggiore crescita emergono i poli di High Performance Computing (HPC) e le cosiddette "AI Factory", infrastrutture dedicate al calcolo intensivo e alle applicazioni di intelligenza artificiale, caratterizzate da fabbisogni di potenza particolarmente elevati. Per le infrastrutture aziendali tradizionali, infine, l'orientamento condiviso è quello di un graduale spostamento dei carichi verso soluzioni cloud.

Il fenomeno ha assunto una dimensione particolarmente rilevante anche per l'Italia. Le richieste di connessione presentate sulla rete di trasmissione al 31/08/2026 ammontano complessivamente a oltre 100 GW, corrispondenti ad oltre 550 iniziative, e risultano fortemente concentrate in alcune aree del Paese, in particolare in Lombardia e nell'area metropolitana di Milano, con ulteriori poli di sviluppo in Piemonte, Lazio e Puglia. Le richieste di connessione, tuttavia, non possono essere interpretate direttamente come indicatore della futura domanda elettrica associata al comparto, poiché rappresentano manifestazioni di interesse che solo in parte si traducono poi in impianti effettivamente realizzati. Assumono, invece, maggiore rilevanza i progetti che hanno raggiunto le fasi più avanzate dell'iter autorizzativo, considerati maggiormente rappresentativi della effettiva crescita dei DC.

Occorre poi distinguere i diversi livelli di potenza che caratterizzano l'esercizio di un DC:

- la **potenza contrattualizzata** che è il sottoinsieme che si consolida in impegni vincolanti di connessione: è la grandezza che dimensiona la capacità di rete;
- la **potenza media impegnata** che è la potenza effettivamente assorbita a regime dagli impianti in esercizio, il carico elettrico reale, ed è la grandezza che alimenta il bilancio energetico del sistema;
- la **capacità IT** che rappresenta la potenza utilizzata esclusivamente per le apparecchiature IT (es. hardware di calcolo, archiviazione, rete) ma non include i consumi per servizi ausiliari e raffreddamento. Nel breve-medio termine, la potenza media impegnata può essere assunta come stima della capacità IT: essa corrisponde infatti al prodotto della capacità IT di picco per il Load Factor, che esprime il grado di utilizzo medio degli impianti rispetto alla capacità nominale, e per il PUE ("Power Usage Effectiveness"), un indicatore di riferimento utilizzato per misurare l'efficienza energetica di un Data Center, comprensivo di raffreddamento e ausiliari;
- il **carico di punta** che rappresenta il picco di prelievo ed è pertanto superiore alla potenza media impegnata ma inferiore alla potenza contrattualizzata.

Nella fase iniziale di esercizio di un DC, la potenza contrattualizzata può risultare significativamente superiore alla potenza media effettivamente assorbita. Quest'ultima cresce progressivamente con il riempimento delle sale e l'aumento del fattore di utilizzazione, fino a raggiungere a regime valori dell'ordine dell'80-90% della potenza contrattualizzata. La potenza assorbita dai DC presenta una stagionalità apprezzabile, con un incremento che nei mesi estivi può raggiungere il 30-40% rispetto ai valori medi, principalmente per il maggiore fabbisogno dei sistemi di raffreddamento. Una variabilità di ampiezza confrontabile si osserva tra le ore diurne e notturne, in relazione all'andamento dei carichi di calcolo e delle condizioni ambientali.

Sulla base del percorso di sviluppo delineato, per la caratterizzazione del sistema energetico italiano si è assunta una **potenza media impegnata pari a circa 1,7 GW al 2030**. Se il trend di crescita osservato, testimoniato dall'interesse e dalla dinamica delle richieste di connessione registrate nell'ultimo biennio, dovesse proseguire, la potenza media impegnata potrebbe **raggiungere circa 3,1 GW al 2035 e 4,4 GW al 2040**.

7.2 Evoluzione delle risorse di sistema

7.2.1 Rinnovabili

La crescita delle fonti rinnovabili rappresenta uno dei principali elementi di trasformazione del sistema elettrico italiano degli ultimi anni, come evidenziato in **Figura 15**. Il progressivo aumento della capacità installata rinnovabile è stato favorito dall'evoluzione tecnologica, dalla riduzione dei costi di investimento e dagli obiettivi di politica energetica. La rilevanza assunta dalle rinnovabili nel sistema elettrico nazionale emerge dal loro contributo alla copertura del fabbisogno, pari al 41% nel 2025, e comparabile a quella della generazione termoelettrica.

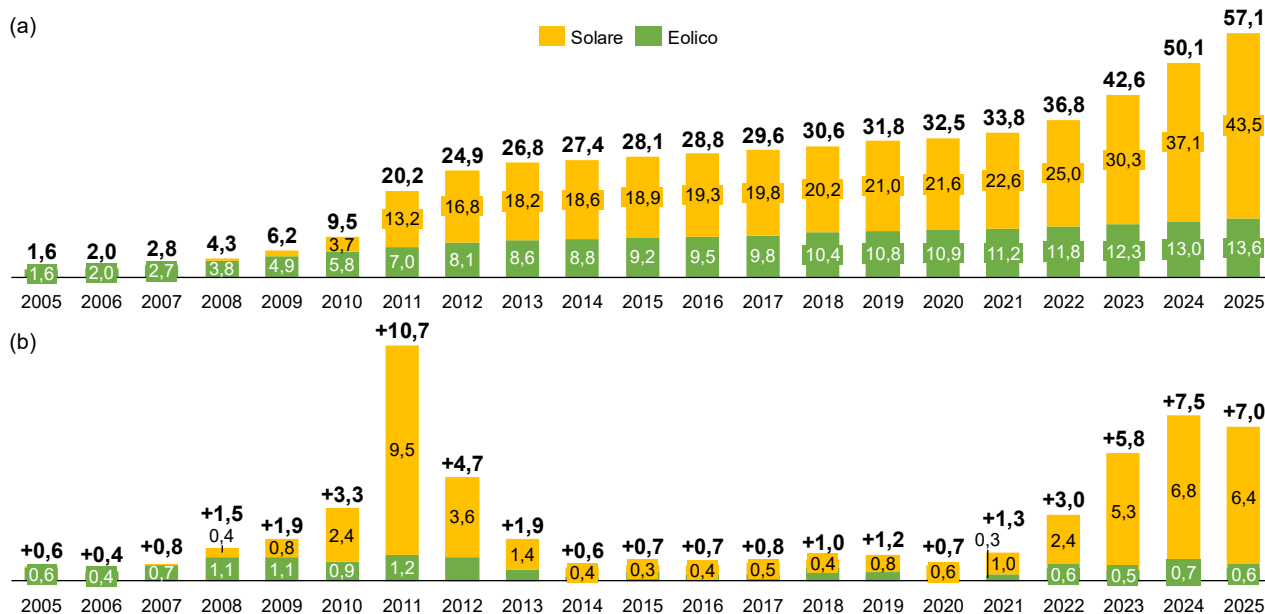


Figura 15 – Capacità installata solare ed eolico 2005-2025 [GW]. (a) Installato annuale [GW]; (b) Incremento annuale [GW]

Lo sviluppo ha seguito un percorso caratterizzato da diverse fasi: dopo la forte crescita registrata tra il 2010 e il 2012, sostenuta dai meccanismi di incentivazione allora vigenti, il settore ha attraversato un periodo con ritmi di installazione più contenuti. A partire dal 2022 si osserva invece una nuova fase di accelerazione: l'incremento annuo della capacità installata è passato da circa +3,0 GW nel 2022 a +7,5 GW nel 2024, mantenendosi su livelli elevati anche nel 2025. I dati preliminari disponibili al 30 settembre 2026 confermano tale dinamica. Nei primi nove mesi dell'anno sono stati installati circa +5,3 GW di nuova capacità rinnovabile, portando l'installato complessivo di fotovoltaico ed eolico a oltre 62 GW.

L'evoluzione di solare ed eolico negli scenari 2030-35-40 è mostrata nella **Figura 16**.

Al 2030, si prevede una capacità complessiva pari a circa 103 GW, con una crescita di circa +45 GW rispetto al 2025. Tale incremento è attribuibile principalmente allo sviluppo della fonte solare, mentre l'eolico contribuisce in maniera più contenuta. Di questo incremento, circa +23 GW sono associabili alla nuova capacità già assegnata tramite meccanismi a termine per le FER, ma non ancora in esercizio al momento dell'analisi. A questi si aggiunge la nuova capacità da assegnare nelle future aste FER X²⁵. Sebbene il contingente massimo disponibile del *FER X Definitivo* sia pari a circa 37 GW, di cui 27 GW da assegnare tramite procedure competitive e la parte restante con accesso diretto, per lo scenario 2030 si considera prudenzialmente che entro il 2030 saranno entrati in esercizio circa +7-10 GW di questa nuova capacità assegnabile. Infine, lo scenario considera una crescita inerziale di circa +2,5-3 GW/anno, stimata sulla base delle dinamiche osservate negli ultimi anni per gli impianti entrati in esercizio al di fuori dei meccanismi già citati.

In considerazione della capacità già contrattualizzata, alle future aste FER già programmate e dell'elevato grado di maturità raggiunto da progetti in fase di sviluppo, l'installato FER al 2030 può essere considerato più una previsione che uno scenario. Con riferimento alla capacità assegnataria di meccanismi a termine, l'analisi si basa sulle graduatorie del GSE disponibili al momento dell'analisi, quali *FER1*, *Agrivoltaico*, *Agrisolare* e le procedure d'asta del *FER X Transitorio*. Per gli assegnatari dei meccanismi *Energy Release 2.0* e *FER X Transitorio* con accesso diretto, per i quali al momento dell'analisi non risultano ancora disponibili graduatorie pubbliche, nonché per le future aste *FER X* approvate nel 2026, l'entrata in esercizio della nuova capacità è stata stimata applicando la distribuzione dei tempi osservati storicamente tra l'assegnazione e l'effettiva entrata in esercizio degli impianti assegnatari, differenziata per fonte e modalità di

²⁵ Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 194 del 18 giugno 2026.

accesso (procedure competitive, accesso diretto).

La localizzazione territoriale della capacità al 2030 è individuabile, per gli impianti assegnatari, dalle graduatorie dei meccanismi considerati. Per le graduatorie non ancora disponibili al momento dell'analisi, la localizzazione regionale è stata stimata sulla base delle richieste di connessione per l'eolico e il solare utility-scale e dei dati storici per la generazione distribuita. Dall'esame delle graduatorie pubbliche emerge una significativa concentrazione della nuova capacità assegnata nelle zone di mercato Sud e Sicilia, dove si concentra oltre il 50% dei 23 GW già contrattualizzati.

Per la componente tendenziale, la distribuzione geografica della capacità è stata definita con criteri differenziati per tecnologia. Per il solare di piccola taglia, la stima è stata effettuata considerando il reddito disponibile per regione e dati storici. Infatti, l'evoluzione storica mostra una forte correlazione tra reddito e diffusione del fotovoltaico di piccola taglia, coerentemente con la maggiore capacità di sostenere l'investimento. La stima è stata infine affinata attraverso il confronto con i distributori. Per il solare utility-scale e l'eolico sono state invece utilizzate le richieste di connessione e le informazioni sullo stato di avanzamento dei progetti, così da rifletterne il grado di maturità.

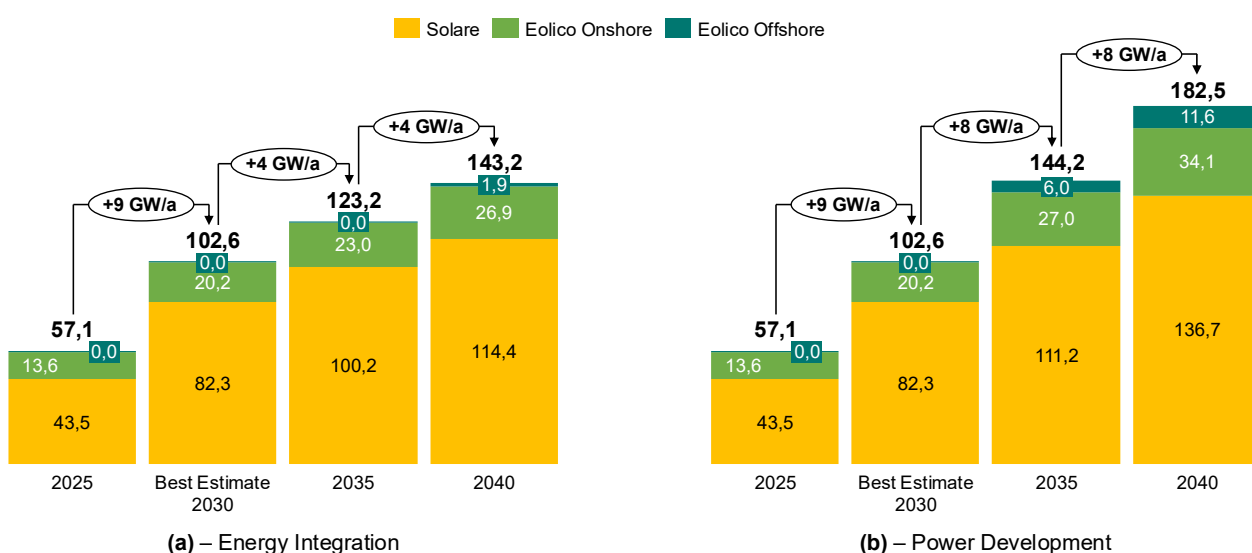


Figura 16 - Evoluzione capacità solare ed eolica negli scenari esaminati [GW]

Per gli orizzonti successivi al 2030 sono state definite due traiettorie differenziate. Lo scenario Energy Integration assume un'evoluzione rallentata della capacità rinnovabile nel periodo 2030-40, con una crescita annua di circa +4 GW/anno, meno della metà rispetto alla crescita attesa nel periodo 2025-2030 ed inferiore a quella registrata nel quadriennio 2023-2026. Tale traiettoria riflette un contesto caratterizzato da politiche energetiche meno orientate a ridurre la dipendenza energetica da combustibili importati, dal progressivo esaurimento dei meccanismi d'asta oggi previsti e da un rallentamento della spinta di famiglie e imprese verso fonti energetiche alternative, emersa durante le crisi energetiche degli ultimi anni.

Diversamente, nello scenario Power Development si assume una dinamica di crescita leggermente superiore a quella registrata nel quadriennio 2023-2026 (circa +8 GW/anno), sostenuta da un quadro regolatorio e normativo favorevole alla prosecuzione degli investimenti nelle rinnovabili. Tale traiettoria presuppone la continuità dei meccanismi d'asta, il mantenimento di obiettivi di decarbonizzazione e indipendenza energetica, oltre che un contesto autorizzativo e infrastrutturale in grado di accompagnare lo sviluppo di nuova capacità, incluso l'avvio di una crescita significativa dell'eolico offshore in Italia. In tale scenario, la capacità rinnovabile complessiva raggiunge circa 182 GW al 2040, rispetto ai circa 143 GW dello scenario Energy Integration.

La **Figura 17** riporta l'evoluzione della capacità solare ed eolica negli scenari 2030 Best Estimate e 2040 Power Development con dettaglio zonale.

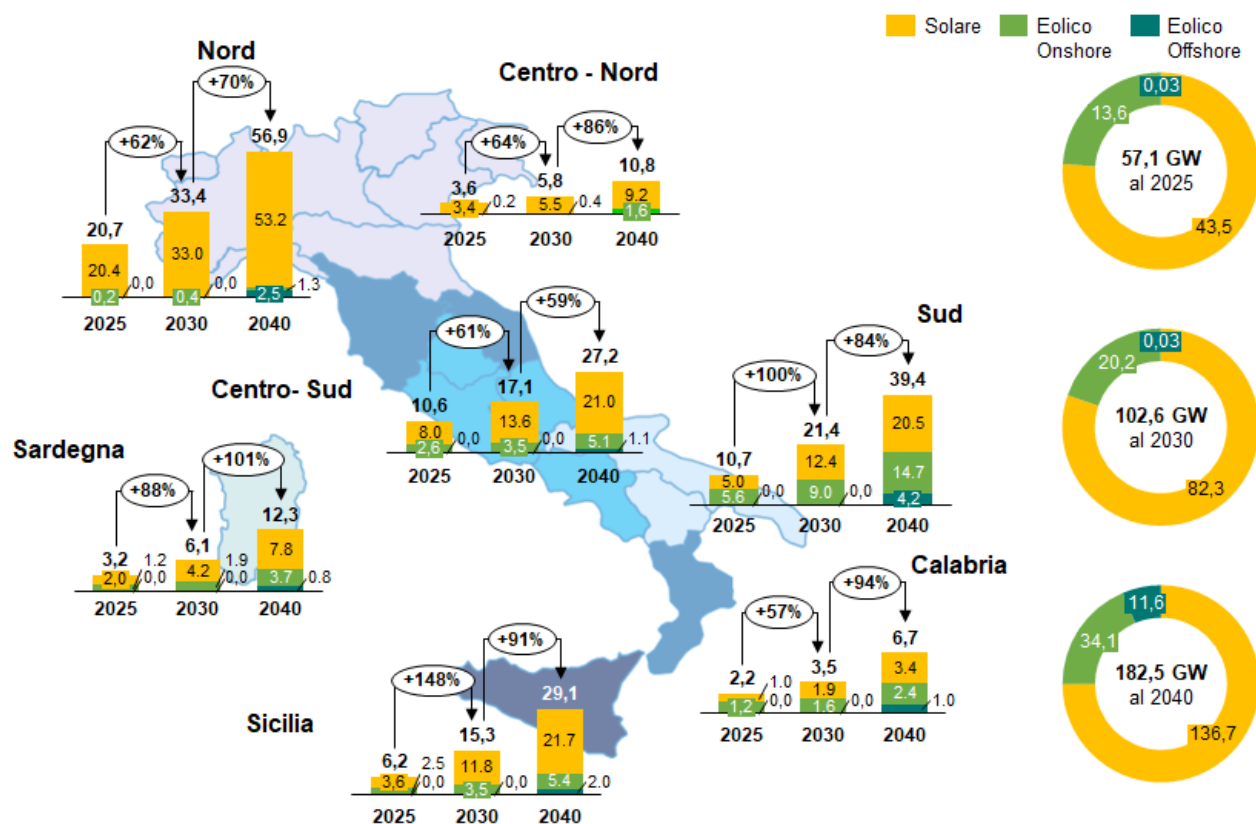


Figura 17 - Evoluzione zonale della capacità di solare ed eolico per gli scenari 2030 Best Estimate e 2040 Power Development [GW]

In **Figura 18** è riportata l'evoluzione della capacità rinnovabile installata a livello nazionale nei diversi scenari analizzati. La rappresentazione include l'intera capacità da fonti energetiche rinnovabili, distinguendo tra solare, eolico, bioenergie, geotermico e idroelettrico. In particolare, la capacità idroelettrica comprende gli impianti ad acqua fluente, a bacino e i pompaggi misti, mentre sono esclusi gli impianti di pompaggio puro.

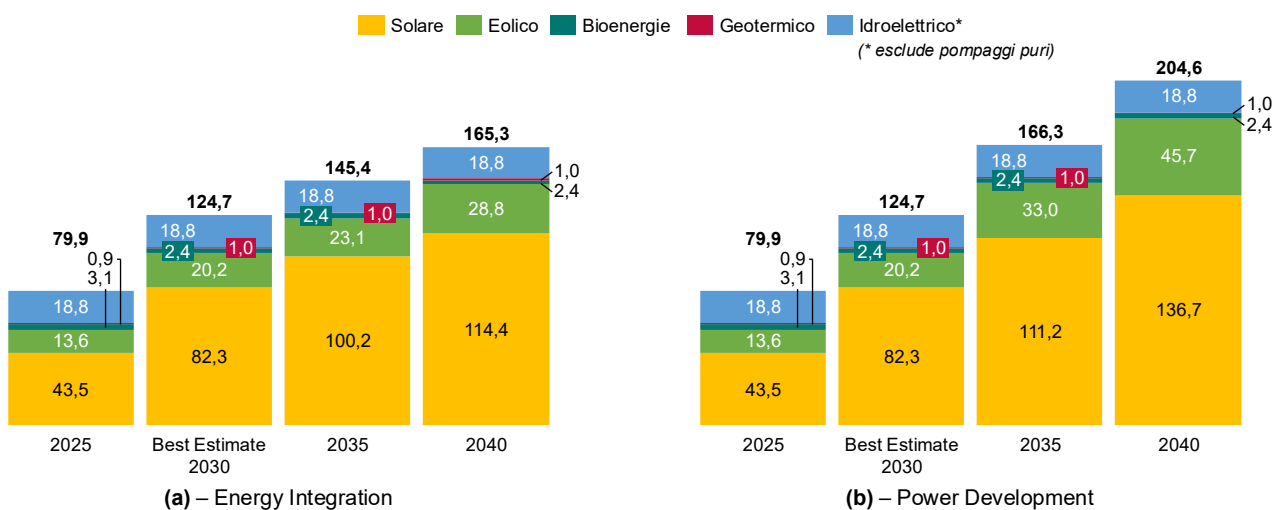


Figura 18 - Evoluzione capacità rinnovabile totale negli scenari [GW]

Nel capitolo 10 - ANNEX I: Evoluzione FER e accumuli per Regione è riportato il dettaglio regionale e tecnologico nei diversi scenari elaborati.

Box di approfondimento 4 – Anni climatici di riferimento

Per anno climatico si intende un insieme coerente di condizioni meteorologiche riferite a uno specifico anno, storico o prospettico, utilizzato per rappresentare l'effetto del clima sul sistema. Variabili come temperatura, irraggiamento e ventosità influenzano sia il fabbisogno di energia (e.g. per riscaldamento e raffrescamento) sia la producibilità degli impianti a fonte rinnovabile.

Per cogliere questa variabilità, le analisi considerano più anni climatici di riferimento, così da rappresentare un insieme ampio di condizioni operative. Gli anni più estremi vengono inoltre utilizzati negli stress test per valutare il sistema in condizioni particolarmente sfavorevoli o favorevoli alla produzione rinnovabile (cf. sezione 7.4.2).

Un set di variabili climatiche prospettiche, il c.d. Pan-European Climate Database (PECD), è stato predisposto da ENTSO-E, ed è funzionale alla costruzione scenari europei e del TYNDP. Il PECD contiene 120 anni climatici di riferimento costruiti tramite modelli meteorologici previsionali, sulla base di diversi modelli climatici²⁶. Ogni anno climatico è, a sua volta, composto da quattro serie orarie, per ogni area modellata, rappresentative di:

- temperatura;
- irraggiamento solare;
- ventosità;
- producibilità idroelettrica.

Ognuna di queste serie contribuisce a rappresentare rispettivamente il fabbisogno elettrico e la producibilità della fonte solare, eolica e idrica.

Come già nei precedenti DDS, la selezione degli anni climatici maggiormente rappresentativi è il risultato di un processo di clusterizzazione basato sull'algoritmo k-means²⁷, applicando i medesimi criteri del TYNDP 2026. Il processo individua tre anni climatici di riferimento che sintetizzano le condizioni climatiche maggiormente rappresentative per il sistema elettrico italiano.

Al fine di verificare la rappresentatività degli anni climatici selezionati, la **Figura 19** riporta, per ciascun anno climatico disponibile nel PECD, lo scostamento della producibilità teorica rinnovabile rispetto al valore medio, sia per l'Italia sia per l'insieme dei Paesi europei modellati. La producibilità teorica è calcolata come somma della produzione attesa da fonte solare, eolica e idroelettrica, sulla base delle capacità installate nello scenario 2035 *Power Development*.

Gli anni climatici individuati dal processo di clusterizzazione (in *giallo*) risultano collocati in prossimità delle condizioni medie del campione, confermando la loro capacità di rappresentare situazioni climatiche tipiche sia a livello nazionale sia europeo.

²⁶ Gli anni climatici prospettici del PECD 4.2 sono costruiti sulla base di diversi modelli climatici globali sviluppati in un progetto coordinato dal World Climate Research Programme. Tali modelli sono combinati con diversi scenari di sviluppo socioeconomico ed emissivo e, quindi, differenti percorsi di cambiamento climatico. Il PECD rappresenta, quindi, sia l'incertezza associata ai modelli climatici sia quella legata alle future traiettorie emissive.

²⁷ K-means è un algoritmo che raggruppa gli anni climatici sulla base di caratteristiche quali temperatura, piovosità, ventosità e irraggiamento, minimizzando la variabilità all'interno di ciascun gruppo. Per ogni cluster viene quindi individuato l'anno climatico più vicino al relativo centroide.

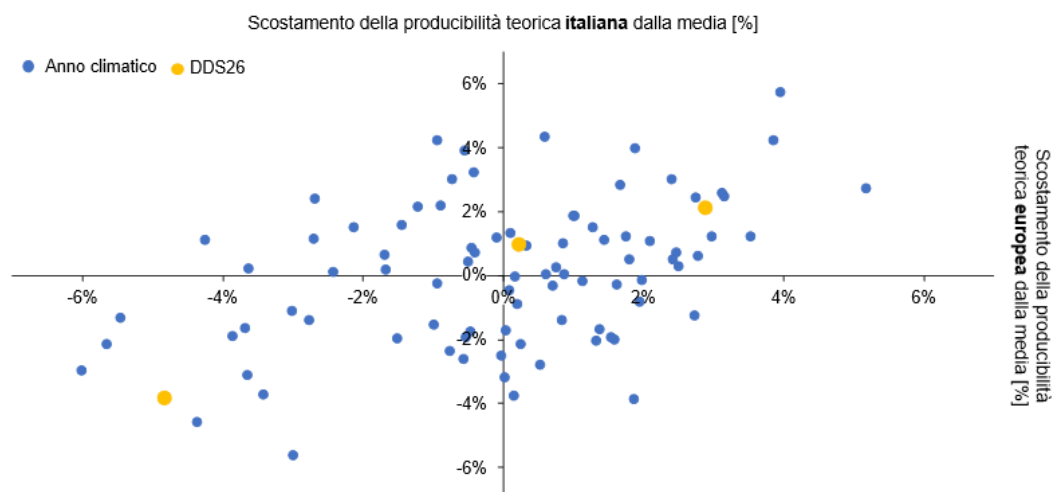


Figura 19 – Scostamento della producibilità teorica rinnovabile (solare, eolica, idroelettrica) dalla media italiana ed europea [%]

Nelle tabelle sottostanti sono riportate le producibilità medie, espresse in ore equivalenti di funzionamento annuo, calcolate sui tre anni climatici considerati, per le principali tecnologie rinnovabili e per ciascuna zona di mercato.

Si ricorda che la producibilità può evolvere nel tempo anche per effetto del progresso tecnologico, in particolare per l'eolico. Le turbine onshore di nuova generazione sono infatti caratterizzate da rotori di diametro maggiore e altezze al mozzo più elevate, che consentono di intercettare venti più regolari e di sfruttare in modo più efficace anche siti caratterizzati da livelli di ventosità mediamente più contenuti. Per questo motivo, le ipotesi di producibilità adottate nelle analisi sono differenziate in funzione dell'anno di entrata in esercizio degli impianti.

Tabella 10 – Producibilità media per solare ed eolico offshore per zona di mercato (hheq)

Ore equivalenti, media (hheq/anno)	Solare distribuito	Solare utility-scale fisso	Solare utility-scale tracker	Eolico offshore
Nord	1.000	1.300	1.400	2.500
Centro Nord	1.050	1.400	1.550	-
Centro Sud	1.050	1.400	1.600	2.250
Sud	1.150	1.450	1.650	2.700
Calabria	1.100	1.500	1.700	2.950
Sicilia	1.200	1.550	1.750	3.000
Sardegna	1.100	1.500	1.700	3.050

Tabella 11 – Producibilità media per eolico onshore per zona di mercato e anno di riferimento (hheq)

Ore equivalenti, eolico onshore (hheq/anno)	2030	2035	2040
Nord	1.600	1.600	1.600
Centro Nord	2.150	2.300	2.400
Centro Sud	2.050	2.150	2.200
Sud	2.300	2.450	2.550
Calabria	2.100	2.150	2.200
Sicilia	1.950	2.100	2.200
Sardegna	2.050	2.250	2.350

Anche la producibilità idroelettrica dipende dalle condizioni climatiche, non solo per la quantità complessiva di precipitazioni, ma anche per la loro forma e distribuzione stagionale. Nelle aree alpine, in particolare, il manto nevoso agisce come una riserva naturale: accumula durante l'inverno una parte delle precipitazioni e le rilascia gradualmente con lo scioglimento tra primavera ed estate. Inverni caratterizzati da piogge anziché nevicate, o da scioglimento anticipato del manto nevoso, possono modificare la distribuzione stagionale degli afflussi, riducendo la disponibilità della risorsa idrica nei mesi primaverili ed estivi.

Come mostrato in **Figura 20**, la produzione idroelettrica annua è variata sensibilmente negli ultimi 25 anni, passando da

livelli di elevata idraulicità, come nel 2014, a condizioni di estrema siccità, come nel 2022. Sebbene negli anni più recenti siano stati osservati livelli generalmente inferiori alla media storica, nelle analisi viene assunto un livello di producibilità rappresentativo della serie di lungo periodo. Al fine di valutare l’impatto di condizioni estreme, sia siccitose sia particolarmente piovose, sono state inoltre sviluppate specifiche *sensitivity* coerenti con l’intervallo di produzione osservato storicamente.

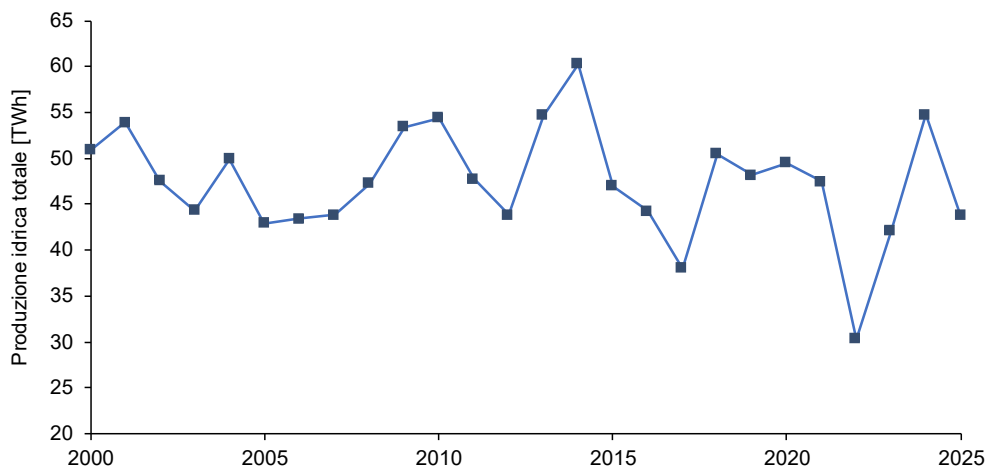


Figura 20 - Produzione idrica totale 2000-2025 [TWh]

7.2.2 Accumuli

La crescita della capacità di accumulo consente di ridurre il ricorso agli impianti a gas, nella misura in cui permette di assorbire l’energia rinnovabile in eccesso nelle ore di maggiore produzione e di restituirla al sistema nelle ore successive, quando la produzione da FER è più contenuta. Infatti, la natura non programmabile di eolico e solare può determinare, in alcune ore della giornata, una produzione superiore al fabbisogno (c.d. *overgeneration*). In assenza di adeguata capacità di assorbimento, tale surplus deve essere “tagliato” (c.d. *curtailment*). Gli accumuli contribuiscono quindi a valorizzare una quota maggiore della produzione rinnovabile disponibile, a beneficio del sistema in termini di gas evitato.

Per l’Italia, lo sviluppo efficiente di nuova capacità di accumulo di tipo “utility-scale” sarà garantito dal Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE), un meccanismo competitivo basato su aste per l’assegnazione di contratti di lungo termine alla nuova capacità di accumulo²⁸. Il meccanismo ha già consentito di contrattualizzare circa 10 GWh nell’asta di novembre 2025, con consegna prevista nel 2028; una seconda asta è programmata per novembre 2026, con un contingente massimo di 16 GWh e anno di consegna 2029.

Lo scenario 2030 incorpora la capacità di accumulo prevista dal MACSE: per l’asta con anno di consegna 2028 la localizzazione è definita sulla base degli esiti effettivi, mentre per il 2029 è stimata sulla base dei contingent minimi e massimi previsti per ciascuna macroarea geografica²⁹. In aggiunta, si considerano gli accumuli approvvigionati attraverso le aste del Capacity-Market, oltre all’evoluzione prevista degli accumuli di piccola taglia, particolarmente diffusi sulla bassa tensione.

Tenendo conto della capacità già prevista nell’ambito del MACSE e del Capacity Market, sono state effettuate simulazioni con volumi crescenti di accumuli, al fine di individuare la capacità necessaria a traggardare al 2030 una copertura del fabbisogno elettrico da FER pari al 63%. I risultati indicano un fabbisogno complessivo di circa 50 GWh di nuova capacità utility-scale rispetto al 2026, di cui 24 GWh aggiuntivi rispetto a quanto già previsto dalle aste MACSE 2028 e 2029.

Da un punto di vista geografico, si ricorda che nell’asta MACSE 2028 circa il 70% del fabbisogno è stato assegnato nella zona Sud. Il ruolo di Sud e Isole resta centrale anche nell’asta 2029: su 16 GWh di fabbisogno complessivo, nell’area Sud-Calabria si potrà assegnare fino a circa il 72% del fabbisogno e in Sicilia fino a circa il 38%. Fermo restando che la distribuzione effettiva della capacità dipenderà dagli esiti competitivi dell’asta e dai prezzi offerti nelle diverse aree, la

²⁸ Approvato dalla Commissione Europea a dicembre 2023 (State Aid SA.104106 (2023/N)).

²⁹ Vedi “Progressione temporale del fabbisogno di nuova capacità di stoccaggio”, Terna, dicembre 2025.

Sicilia assume una rilevanza crescente per la localizzazione degli accumuli, alla luce dell'aumento atteso della capacità rinnovabile, già evidenziato dagli esiti dei meccanismi FER.

La **Figura 21** riporta il quantitativo di accumuli installato nello scenario 2030, suddiviso per categorie, e la relativa zonalizzazione.

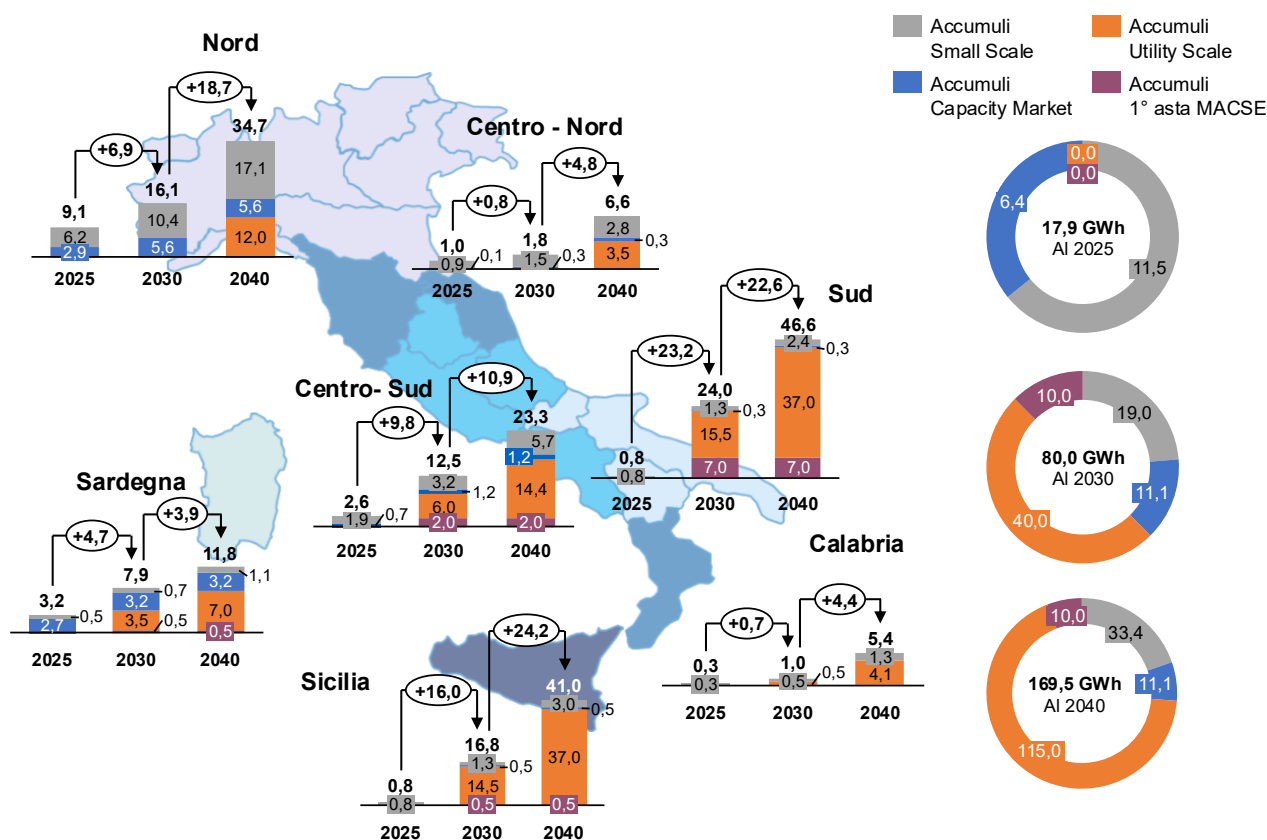


Figura 21 - Ripartizione zonale della capacità energetica degli accumuli (escl. pompaggi esistenti) per gli scenari 2030 Best Estimate e 2040 Power Development [GWh]

Per gli anni 2035 e 2040, la capacità di accumulo utility-scale è stata dimensionata secondo un approccio analogo, seppur semplificato, a quello adottato per la definizione del fabbisogno di capacità di stoccaggio nelle aste MACSE (cfr. *Box 5 - Approccio metodologico per determinare il fabbisogno accumuli negli scenari*).

I risultati del dimensionamento efficiente evidenziano come lo sviluppo della capacità di accumulo utility-scale sia correlato all'incremento di fonti rinnovabili nelle due traiettorie. Infatti, lo scenario Power Development vede un incremento di capacità di accumulo più deciso, pari a +35 GWh al 2035 e +75 GWh al 2040 rispetto al 2030, se confrontato allo scenario Energy Integration che considera rispettivamente +15 GWh e +30 GWh.

Inoltre, in entrambe le traiettorie, dopo il 2030 emerge un fabbisogno di accumuli anche nelle zone Nord e Centro-Nord, più accentuato nello scenario Power Development. Infatti, la crescita delle FER prevista in queste zone porta ad un incremento, rispetto al 2030, delle giornate in cui si formano differenziali di prezzo rilevanti tra ore "vuote" (carico residuo basso) e ore "piene" (carico residuo alto). Questo incremento risulta alla base della convenienza economica della tecnologia di accumulo, e ne favorisce, quindi, l'espansione anche nelle aree più settentrionali della Penisola.

La **Figura 22** riporta l'evoluzione della capacità energetica degli accumuli installata a livello nazionale nei diversi scenari analizzati, non includendo la capacità esistente dei pompaggi (50 GWh).

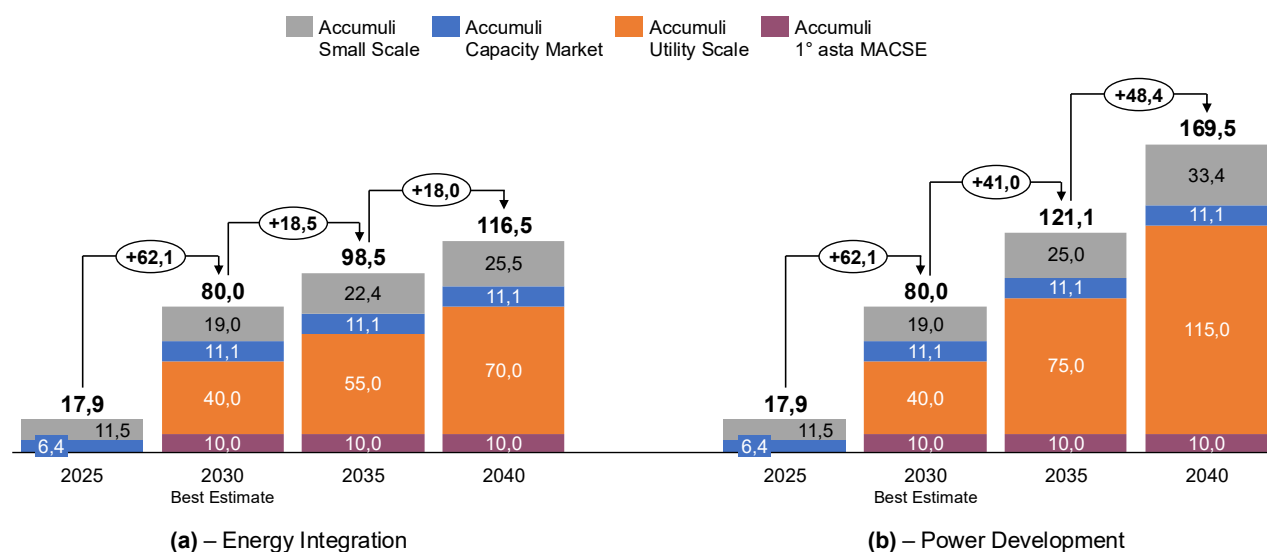


Figura 22 - Evoluzione della capacità energetica degli accumuli negli scenari, escl. pompaggi esistenti [GWh]

Box di approfondimento 5 – Approccio metodologico per determinare il fabbisogno accumuli negli scenari

L'approccio adottato per dimensionare gli accumuli nei vari scenari segue una logica analoga a quella utilizzata per la definizione del fabbisogno di capacità di stoccaggio nelle aste MACSE: per ciascuno scenario e anno di riferimento vengono effettuate simulazioni iterative, incrementando progressivamente la capacità di accumulo e valorizzandone i relativi costi e benefici per il sistema. I benefici economici sono associati al minore ricorso alla generazione a gas, reso possibile dalla capacità degli accumuli di integrare una quota maggiore della produzione rinnovabile, altrimenti soggetta a *curtailment*. La riduzione della generazione a gas è valorizzata al costo variabile di un ciclo combinato nello scenario considerato. A tali benefici sono sottratti i costi di installazione della nuova capacità di accumulo, ottenendo per ciascuna simulazione un beneficio netto associato al relativo livello di capacità utility-scale.

Il valore del beneficio netto presenta un massimo nella sua evoluzione in funzione della capacità di accumulo installata; la capacità di accumulo corrispondente al beneficio netto massimo risulta, di conseguenza, la capacità ottimale da installare per lo scenario e l'anno di riferimento considerato (**Figura 23**).

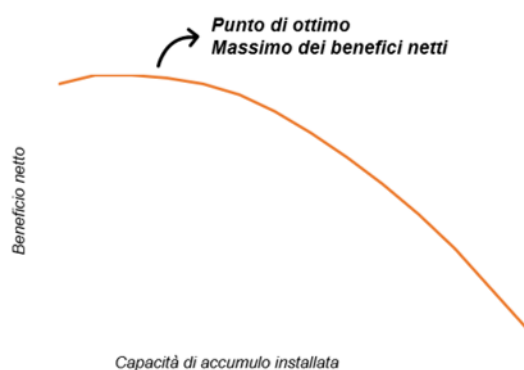


Figura 23 - Andamento del beneficio netto in funzione della capacità di accumulo installata (Illustrativo)

La principale differenza rispetto all'approccio metodologico adottato per la definizione del fabbisogno nelle aste MACSE risiede in una semplificazione dell'orizzonte di valutazione: anziché considerare il beneficio netto generato dall'accumulo lungo i 15 anni di vita utile, l'analisi si concentra sui costi e benefici relativi al solo anno orizzonte dello scenario considerato. Tale impostazione risulta più prudente, in quanto non valorizza i benefici che la capacità di accumulo potrebbe generare negli anni successivi.

Anche con riferimento ai parametri utilizzati, l'approccio differisce da quello adottato per la definizione del fabbisogno MACSE 2029. Infatti, lo studio effettuato per determinare il fabbisogno 2029 considera intervalli di riferimento sia per il prezzo delle commodity (gas e CO₂), sia per il costo degli accumuli; l'analisi di questo documento, invece, considera un unico valore sia per il costo degli accumuli sia per i prezzi delle commodity, variando questi parametri solamente in funzione dell'anno orizzonte e dello scenario considerato. Queste scelte semplificano l'analisi e portano all'individuazione di un unico valore di fabbisogno per ciascuno scenario, anziché di un intervallo associato a differenti ipotesi sui parametri.

7.2.3 Elettrolizzatori

Lo sviluppo della produzione di idrogeno tramite elettrolisi introduce una nuova componente di domanda elettrica potenzialmente flessibile. Negli scenari analizzati, gli elettrolizzatori sono infatti rappresentati come carichi in grado di modulare i propri prelievi in funzione delle condizioni del sistema elettrico, concentrando i consumi nelle ore di elevata produzione rinnovabile e di prezzi più contenuti.

Al 2030, lo scenario considera esclusivamente le iniziative di più larga scala già caratterizzate da un elevato grado di maturità (riconducibili ai progetti italiani aggiudicatari del bando europeo “IPCEI Hy2Infra”) per una capacità complessiva di circa 0,6 GW, localizzata nella zona di mercato Sud. Per il 2040, coerentemente con una maggiore diffusione attesa dell'idrogeno, in entrambi gli scenari si assume invece uno sviluppo più significativo della capacità di elettrolisi, pari a 3,5 GW, cui corrisponde un consumo elettrico di circa 13 TWh.

In considerazioni delle attuali incertezze relative sia all'effettiva realizzazione delle iniziative progettuali in corso di sviluppo sia alla definizione del quadro regolatorio infrastrutturale, la localizzazione della nuova capacità di elettrolisi è stata definita sulla base della distribuzione territoriale dei potenziali settori di domanda dell'idrogeno e della disponibilità delle fonti energetiche rinnovabili.

La **Tabella 12** rappresenta l'evoluzione della capacità degli elettrolizzatori nei diversi anni target e per zona di mercato.

Tabella 12 - Evoluzione della capacità degli elettrolizzatori negli scenari e per zona di mercato [GW_{EL}]

Capacità elettrolizzatori (GW)	2030	2035	2040
Nord	-	-	-
Centro Nord	-	-	-
Centro Sud	-	-	-
Sud	0,6	0,8	2,0
Calabria	-	-	0,3
Sicilia	-	0,8	1,0
Sardegna	-	0,2	0,2
Italia	0,6	1,7	3,5

7.2.4 Termoelettrico

Il parco termoelettrico continua a rappresentare una componente fondamentale del sistema elettrico italiano, pur in un contesto di progressiva crescita delle fonti rinnovabili non programmabili, sviluppo degli accumuli e della rete di trasmissione. Nel periodo 2019-2025 la capacità termoelettrica installata ha mostrato una sostanziale stabilità complessiva, come mostrato in **Figura 24**. Si osserva tuttavia una progressiva ricomposizione del mix per combustibile, caratterizzata da una riduzione degli impianti alimentati da combustibili maggiormente emissivi e un peso crescente degli impianti a gas naturale, maggiormente flessibili e di conseguenza coerenti con le esigenze di un sistema elettrico basato sulle rinnovabili.

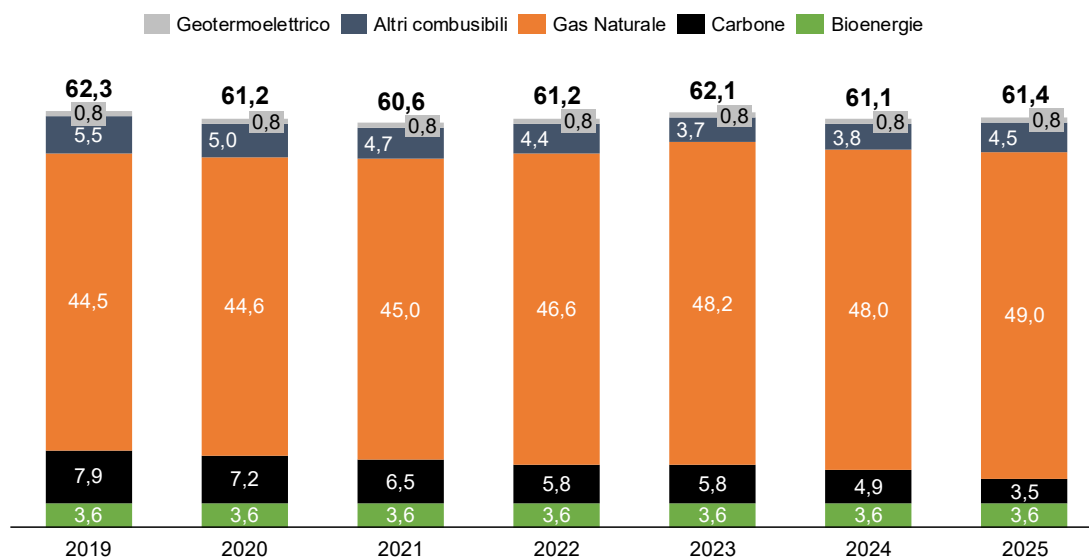


Figura 24 - Evoluzione capacità di generazione termoelettrica 2019-2025 per combustibile prevalente [GW]

Come evidenziato nel Rapporto Adeguatezza 2025 di Terna, nel medio-lungo termine si prospetta un progressivo deterioramento delle ore di funzionamento di parte del parco termico e, di conseguenza, anche della sostenibilità economica. L'importante incremento delle rinnovabili e degli accumuli previsto negli scenari - ed in parte già registrato - determinerà una sostanziale riduzione delle ore di funzionamento del parco di generazione termoelettrica a gas, con conseguente contrazione del valore del mercato della generazione termoelettrica e crescente rischio di dismissione per insostenibilità economica di una parte del parco. Infatti, già negli ultimi anni si è osservata una progressiva riduzione del numero di ore di funzionamento degli impianti e – di conseguenza – della produzione termoelettrica complessiva. Più nel dettaglio, la produzione termoelettrica (escludendo la produzione da biomassa e geotermoelettrica) è passata da 169 TWh nel 2019 a 131 TWh nel 2024. Tale contrazione è particolarmente rilevante per gli impianti non cogenerativi, che rappresentano la quota del mercato elettrico contendibile: nel 2024 questa quota si attesta a circa 52 TWh, in calo di quasi 25 TWh rispetto al 2019, ed è attesa in ulteriore diminuzione nel medio-lungo termine. Poiché il parco di generazione presenta livelli di efficienza piuttosto eterogenei, la riduzione della produzione si concentra in maniera più che proporzionale sugli impianti meno efficienti.

In questo contesto, il Mercato della Capacità rappresenta uno strumento indispensabile per preservare l'adeguatezza del sistema, evitando che la ridotta sostenibilità economica sui mercati spot determini la dismissione di capacità programmabile necessaria al sistema. Le aste del Mercato della Capacità condotte per gli anni 2022-2027 hanno assegnato 10,5 GW_{CDP} di nuova capacità³⁰, principalmente termica e sistemi di accumulo (**Tabella 13**). Tali risorse, che entreranno progressivamente in esercizio nei rispettivi anni di consegna, oltre a preservare il livello di adeguatezza del sistema, contribuiranno al rinnovamento del parco di generazione nazionale.

Tabella 13 – CDP nuova assegnata in esito delle aste Capacity Market 2022-27 [GW]

[GW _{CDP}]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Totale
CDP Nuova autorizzata	1,4	0,5	1,5	0,2	0,1	0,6	4,3
CDP Nuova non autorizzata	0,4	3,5	2,3	0	0	0	6,2
Totale	1,8	4,0	3,8	0,2	0,1	0,6	10,5

L'evoluzione futura del ruolo delle risorse termoelettriche dipenderà dall'interazione tra sviluppo delle fonti rinnovabili, diffusione dei sistemi di accumulo, crescita della domanda elettrica, configurazione della rete e disponibilità delle altre risorse di flessibilità del sistema.

Il presente documento non introduce ipotesi specifiche sull'evoluzione della capacità termoelettrica necessaria ai fini dell'adeguatezza oltre a quelle incorporate negli scenari energetici di riferimento. Si ricorda che le valutazioni di

³⁰ CDP: La Capacità Disponibile in Probabilità è la capacità di ciascuna risorsa considerata disponibile ai fini del Mercato della Capacità.

adeguatezza del sistema elettrico sono sviluppate nell’ambito del Rapporto Adeguatezza Italia attraverso metodologie dedicate, definite a livello nazionale ed europeo, e specifici scenari di evoluzione del sistema elettrico nonché in funzione di analisi economiche specifiche sulla profittabilità delle risorse di generazione.

Sebbene il Documento degli Scenari non formuli ipotesi sull’evoluzione della capacità termoelettrica necessaria al sistema, nel paragrafo 7.4.3 viene approfondito come cambia il *funzionamento* degli impianti termoelettrici nei diversi scenari analizzati, con particolare riferimento ai fattori di utilizzo e al loro contributo nelle condizioni operative più critiche.

7.2.5 Rete di riferimento

La rete di riferimento italiana e la capacità di interconnessione con l’estero sono state definite sulla base delle informazioni più recenti disponibili ed in coerenza con le ipotesi adottate negli scenari europei per quanto riguarda la modellizzazione delle capacità di scambio tra Paesi esteri.

Come evidenziato nel Piano di Sviluppo 2025 di Terna, si prospetta un progressivo incremento della capacità di scambio tra le sette zone di mercato italiane nel medio-lungo termine. L’evoluzione degli interventi e delle relative date di entrata in esercizio sarà oggetto di aggiornamento nell’ambito del prossimo Piano di Sviluppo, previsto per il 2027.

In **Figura 25** è riportata la stima, effettuata a luglio 2026, dei valori di capacità di trasporto considerati nei diversi anni target degli scenari.

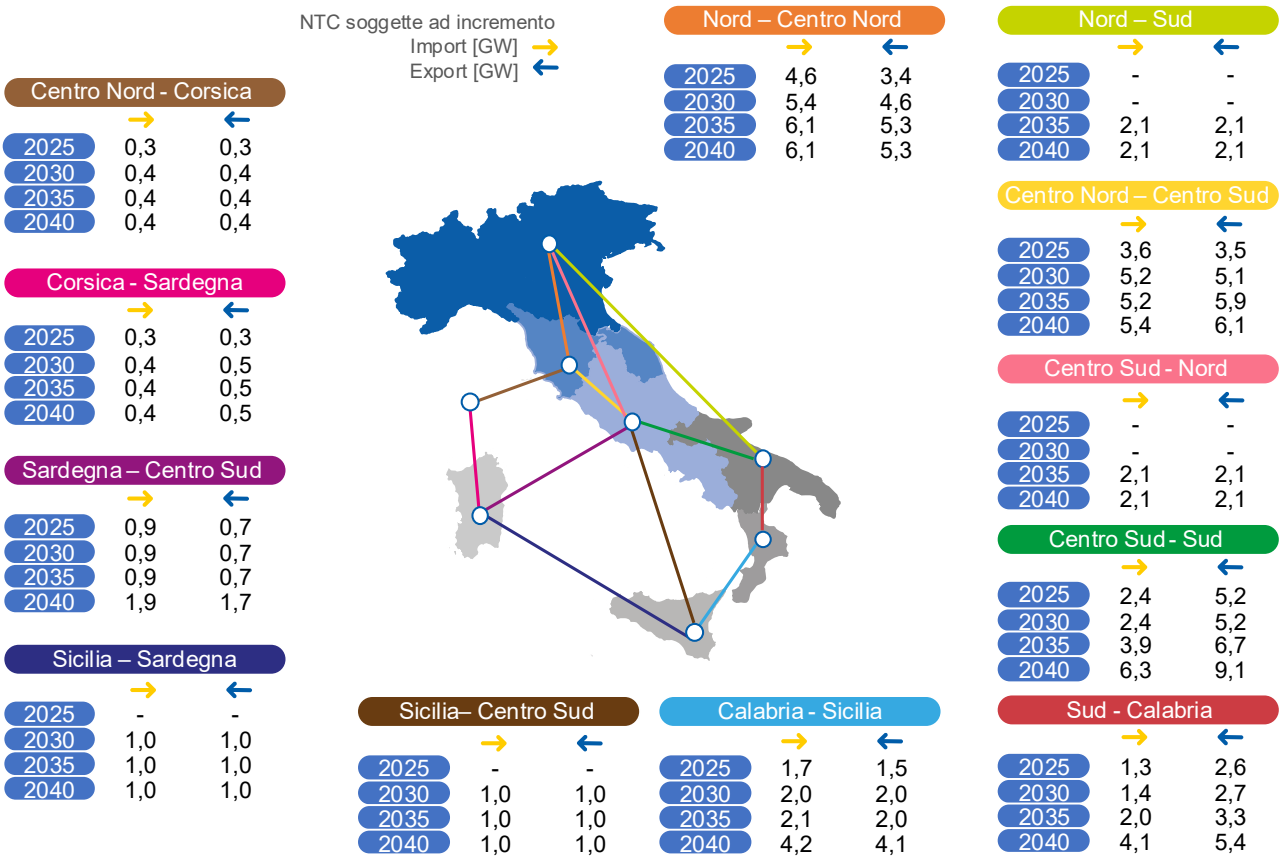


Figura 25 – Evoluzione della capacità di scambio interzonale, 2025-30-35-40 [GW]

Allo stato attuale, la capacità di interconnessione elettrica dell'Italia con l'estero è principalmente concentrata lungo la frontiera settentrionale, attraverso i collegamenti con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia, a cui si aggiungono le interconnessioni con Montenegro, Grecia, Malta e Corsica. Il Piano di Sviluppo di Terna prevede il potenziamento della rete di trasmissione al fine di incrementare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici dei Paesi limitrofi, con l'obiettivo di garantire una rete sicura, sostenibile e affidabile. Gli interventi programmati consentiranno di rafforzare la sicurezza del sistema grazie a una maggiore possibilità di mutuo soccorso tra sistemi interconnessi, alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e del mix di generazione, nonché a una più efficace erogazione dei servizi di bilanciamento sui mercati elettrici.

In particolare, per gli anni target degli scenari, Terna prevede un incremento della capacità di interconnessione

attraverso il potenziamento e l'ottimizzazione delle infrastrutture esistenti sulla frontiera nord, principalmente verso Slovenia e Austria, il rinnovo e il rafforzamento del collegamento in corrente continua tra Sardegna, Corsica e Italia continentale e la realizzazione di una nuova interconnessione tra Sicilia e Tunisia. Tali interventi consentiranno all'Italia, grazie alla propria posizione geografica strategica, di consolidare il ruolo di hub elettrico tra l'Europa e l'area mediterranea.

In **Figura 26** è rappresentata l'evoluzione della capacità di interconnessione in tutti gli anni target degli scenari. Maggiori dettagli saranno disponibili all'interno dei Piani di Sviluppo. 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.

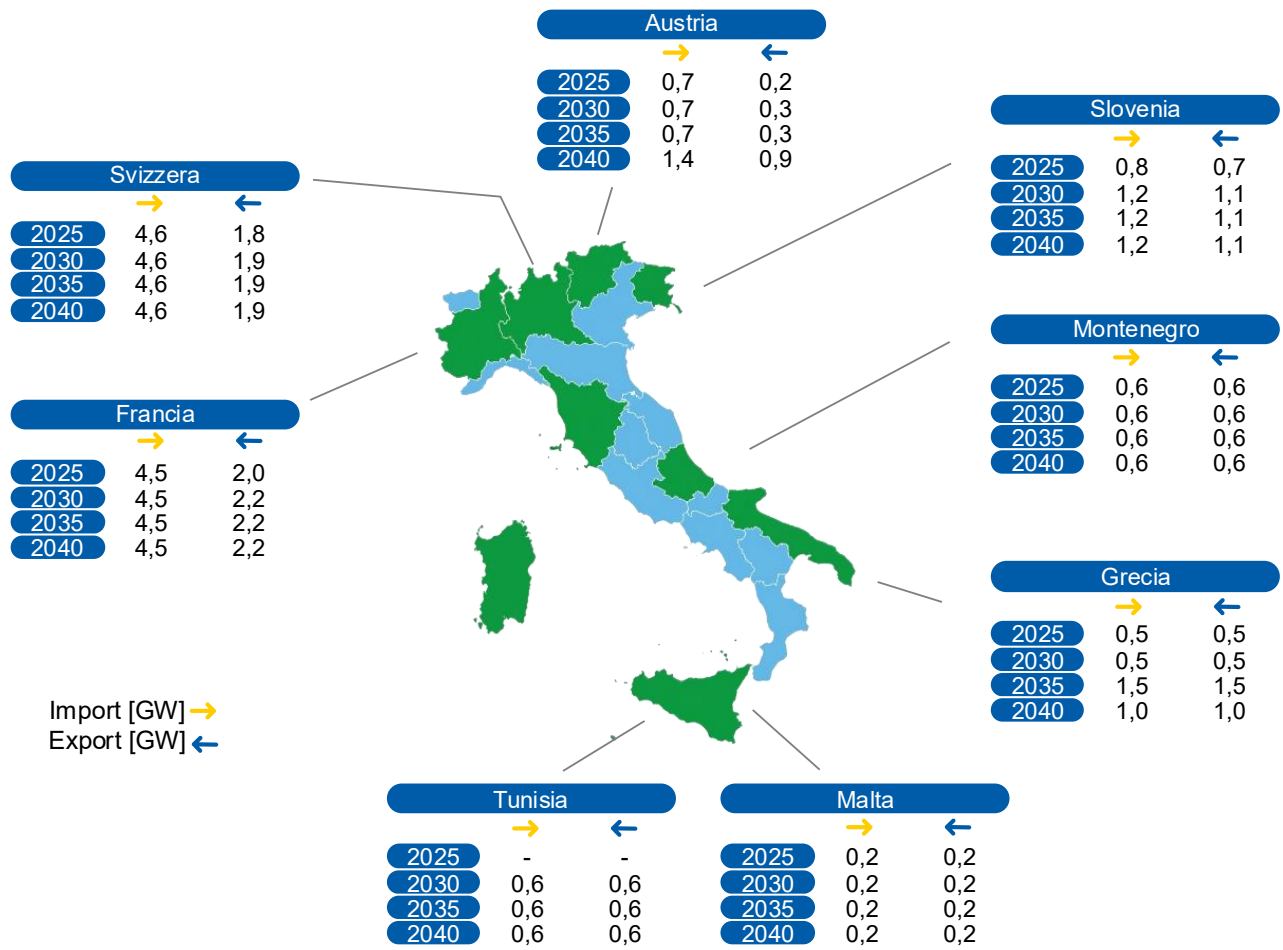


Figura 26 - Evoluzione della capacità di scambio con l'estero, 2025-30-35-40 [GW]

7.3 Copertura del fabbisogno elettrico

A partire dal fabbisogno elettrico e dalle risorse disponibili per la sua copertura, è possibile analizzare il funzionamento del sistema attraverso simulazioni di mercato, effettuate con granularità oraria su scala pan-europea. Le simulazioni consentono di determinare, per ciascuna ora, l'utilizzo delle diverse risorse di generazione, i profili di carica e scarica degli accumuli e i flussi di energia elettrica tra le zone di mercato.

7.3.1 Evidenze principali dello scenario 2030

La **Figura 27** mostra il bilancio³¹ elettrico dello scenario Best Estimate 2030 a confronto con quello provvisorio disponibile per l'anno storico 2025. Si osserva come al 2030 la produzione energetica da fonti rinnovabili cresce in modo significativo rispetto al valore storico, passando da 129 TWh a 212 TWh e raggiungendo una quota pari al 63% del fabbisogno elettrico nazionale, rispetto al 41% registrato nel 2025. Tale incremento è trainato principalmente dalla fonte solare, la cui produzione aumenta da 44 TWh a 110 TWh, arrivando a rappresentare oltre il 52% della produzione FER e circa il 37% della produzione nazionale complessiva dello scenario al 2030.

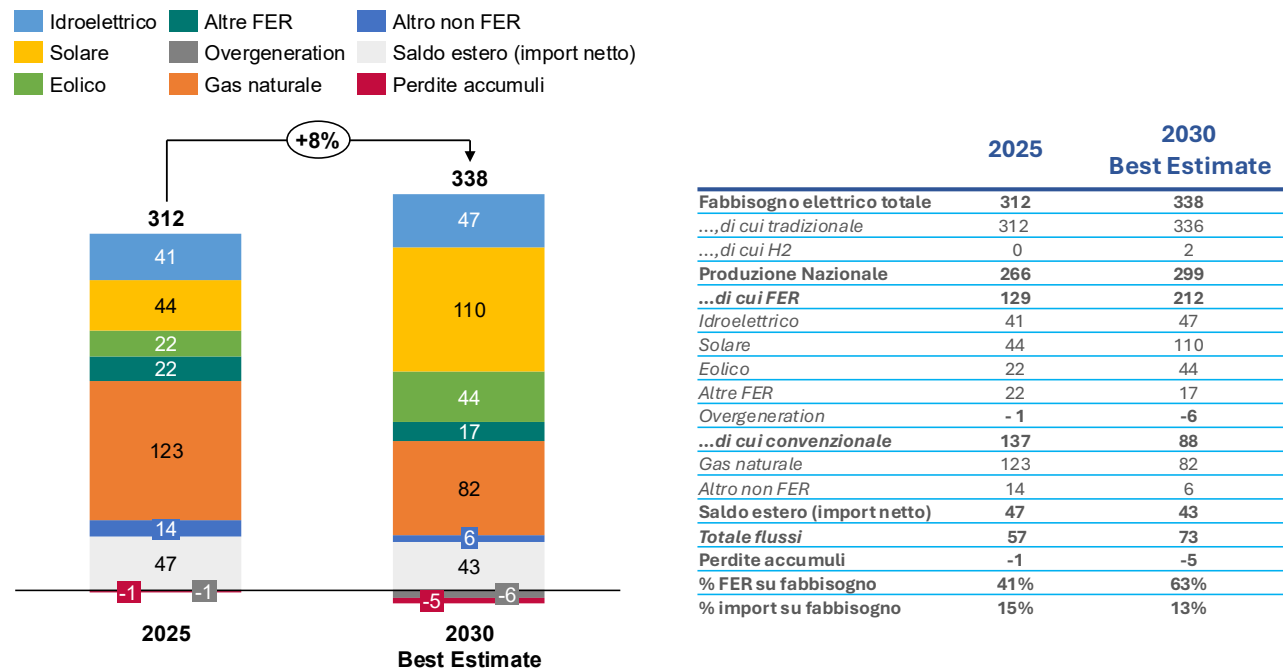


Figura 27 - Bilancio elettrico annuo: 2025 e 2030 Best Estimate [TWh]

In questo contesto il ruolo degli accumuli permette una migliore integrazione della generazione rinnovabile, immagazzinando energia prodotta durante le ore centrali della giornata e rendendola disponibile nelle ore serali, caratterizzate da una domanda ancora elevata e da una generazione rinnovabile ridotta, così da ridurre l'esigenza di generazione a gas.

L'aumento della generazione FER, coordinata con lo sviluppo dei sistemi di accumulo e della rete di trasmissione nazionale, determina una riduzione della generazione convenzionale, che passa da 137 TWh del 2025 a 88 TWh del 2030. In linea con gli obiettivi di decarbonizzazione del sistema elettrico, la generazione a carbone risulta nulla nello scenario Best Estimate 2030, mentre la produzione da altri combustibili fossili si riduce sensibilmente. La generazione a gas naturale scende a 82 TWh da 123 TWh, svolgendo un ruolo complementare rispetto alla crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili. L'import netto mantiene una quota di fabbisogno coperto confrontabile ai valori storici, pari al 13%.

La **Figura 28** mostra la copertura mensile del fabbisogno nello scenario Best Estimate 2030, evidenziando una marcata variabilità stagionale del mix di generazione. La produzione da fonti rinnovabili, sostenuta principalmente dalla generazione solare, raggiunge i valori massimi tra maggio e luglio, come si osserva dalla **Tabella 14**. Tale andamento consente di ridurre sensibilmente il contributo della generazione convenzionale, che passa da oltre 12 TWh nei mesi invernali a valori compresi tra circa 3 e i 6 TWh nel periodo primaverile. La produzione idroelettrica presenta un

³¹ Per ciascuno scenario, i risultati sono espressi come media ponderata degli anni climatici considerati.

andamento stagionale, con livelli più contenuti nei mesi invernali e una progressiva crescita nel periodo primaverile, fino a raggiungere i valori più elevati tra maggio e giugno. Nel complesso, il contributo dell'idroelettrico alla copertura del fabbisogno nazionale varia da poco meno del 10% nel mese di febbraio ad oltre il 17% nel mese di maggio, riflettendo la stagionalità caratteristica della fonte.

La quota di fabbisogno coperta dalle fonti rinnovabili risulta superiore al valore medio annuo del 63% nei mesi compresi tra aprile e settembre, con un massimo oltre il 79% a maggio, mentre nei mesi invernali si attesta tra il 49% e il 58%. In particolare, il contributo del solare presenta una marcata stagionalità, passando da circa il 16% della produzione nazionale in dicembre ad oltre il 40% nei mesi primaverili ed estivi. La produzione eolica mostra invece una variabilità più contenuta nel corso dell'anno, con valori relativamente più elevati nei mesi invernali e primaverili.

La produzione termoelettrica si riduce nei mesi caratterizzati da maggiore disponibilità di generazione rinnovabile. Al contrario, durante il periodo autunnale e invernale, la combinazione di una minore produzione rinnovabile e di un fabbisogno relativamente elevato determina un incremento del contributo della generazione.

Si osserva infine come, nonostante l'elevata produzione rinnovabile estiva, il mese di luglio presenti il massimo livello di import netto dell'anno, raggiungendo una quota del 16% del fabbisogno, in corrispondenza del picco di domanda elettrica associato ai consumi per climatizzazione.

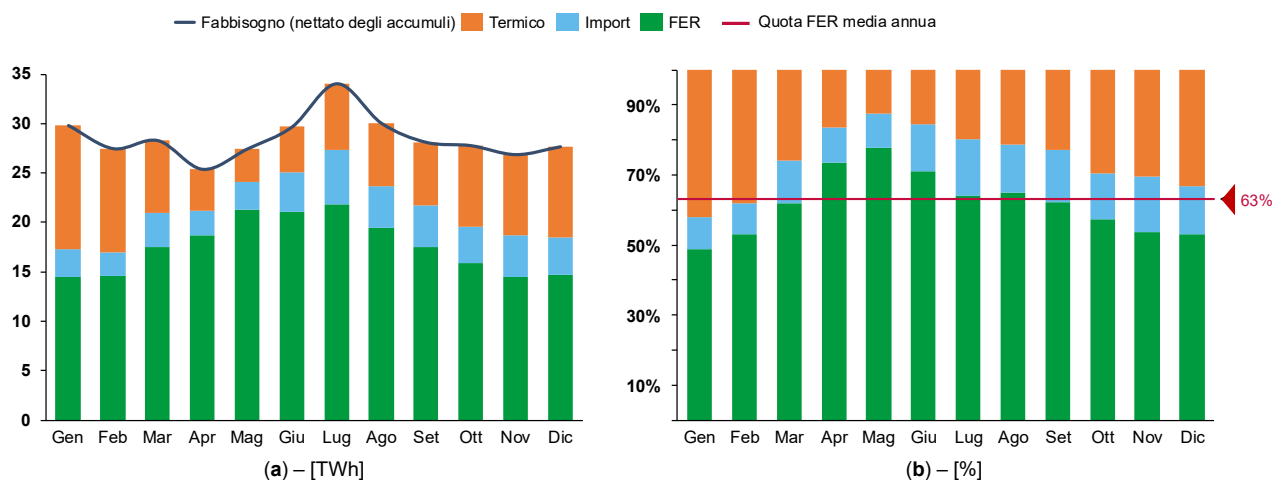


Figura 28 - Scenario Best Estimate 2030: Copertura e fabbisogno elettrico mensile

Tabella 14 - Bilancio elettrico mensile dello scenario Best Estimate 2030, [TWh]

Bilancio elettrico 2030	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Fabbisogno elettrico totale	29,7	27,2	27,8	24,8	26,9	29,1	33,6	29,5	27,7	27,5	26,7	27,5
Totale Produzione Nazionale	27,0	25,1	24,9	22,9	24,7	25,7	28,6	25,9	24,0	24,2	22,6	23,9
Produzione rinnovabile	14,5	14,6	17,5	18,7	21,3	21,1	21,9	19,5	17,5	15,9	14,5	14,7
Idroelettrico	3,3	2,6	2,9	3,3	4,6	4,8	4,6	4,1	4,2	3,8	4,4	4,0
Solare	5,1	7,2	9,8	11,8	13	13	13,4	12,1	8,7	7,4	4,5	4,4
Eolico	4,7	3,7	4,5	3,8	4	2,4	2,6	2	3,5	3,5	4,2	4,9
Altre FER	1,5	1,3	1,5	1,4	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,5	1,4	1,5
Overgeneration	-0,1	-0,2	-1,1	-1,7	-1,7	-0,6	-0,3	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1
Produzione convenzionale	12,5	10,5	7,4	4,2	3,4	4,6	6,7	6,4	6,4	6,4	8,2	9,2
Gas naturale	12,0	10,1	6,9	3,8	3,0	4,2	6,3	5,9	6,0	7,8	7,7	8,7
Altro non FER	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Saldo estero (import netto)	2,8	2,4	3,4	2,5	2,7	4,0	5,5	4,2	4,2	3,6	4,2	3,8
Perdite accumuli	-0,1	-0,3	-0,5	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2
Quota FER sul fabbisogno (%)	49%	54%	63%	75%	79%	72%	65%	66%	63%	58%	54%	53%
Quota import sul fabbisogno (%)	9%	9%	12%	10%	10%	14%	16%	14%	15%	13%	16%	14%

L'analisi del profilo medio giornaliero nei mesi di maggio e dicembre riportata in Figura 29 consente di analizzare con

maggior dettaglio come la ciclicità caratteristica delle fonti rinnovabili modifichi significativamente la copertura del fabbisogno nel corso della giornata ed in differenti periodi dell'anno. Nel mese di maggio, caratterizzato da una produzione solare particolarmente elevata, la generazione rinnovabile supera la domanda nelle ore centrali della giornata. In queste ore gli accumuli operano prevalentemente in fase di carica, assorbendo una quota significativa dell'energia eccedente. Tuttavia, l'elevata produzione, in particolare della fonte solare, determina anche fenomeni di eccesso (c.d. overgeneration), quindi di taglio di energia rinnovabile, in quanto non assorbibile dal sistema (c.d. curtailment). Nelle ore serali invece il funzionamento degli accumuli si inverte, con la restituzione dell'energia precedentemente immagazzinata che contribuisce, insieme alle importazioni e alla generazione termoelettrica residua, alla copertura del fabbisogno in assenza della generazione fotovoltaica.

Nel mese di dicembre il quadro risulta sensibilmente diverso. La minore disponibilità della risorsa solare riduce la quota di fabbisogno coperta da fonti rinnovabili e limita la presenza di curtailment nelle ore centrali della giornata. L'overgeneration media oraria si attesta infatti a valori pressoché trascurabili e di conseguenza, il ricorso agli accumuli risulta notevolmente più contenuto, sia in fase di carica sia in fase di scarica, mentre aumenta il contributo della generazione termoelettrica e delle importazioni dall'estero.

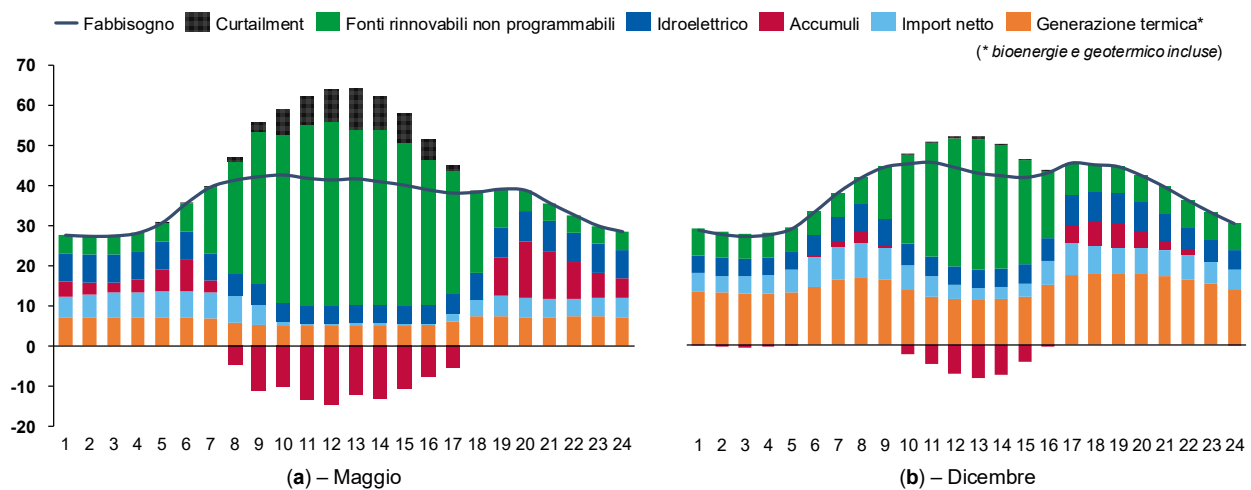


Figura 29 - Profilo medio giornaliero della copertura del fabbisogno elettrico nello scenario Best Estimate 2030 [GW]

Box di approfondimento 6 — Sensitivity dello scenario Best Estimate 2030

In considerazione della capacità già contrattualizzata, delle ulteriori aste FER già programmate e dell'elevato grado di maturità dei progetti in fase di sviluppo, l'orizzonte 2030 può essere considerato più una previsione che uno scenario. Permangono tuttavia alcuni elementi di incertezza, legati principalmente alla variabilità climatica — in particolare della risorsa idrica — e all'effettiva capacità eolica che sarà autorizzata e potrà quindi partecipare alle future aste. Per valutarne gli effetti, è stata sviluppata una *sensitivity* che combina un anno idrico estremamente secco, comparabile al 2022, con una crescita più contenuta della capacità eolica oltre che una producibilità eolica inferiore (anno poco ventoso). Si evidenzia che, nello scenario *Low RES*, il contributo delle importazioni al bilancio elettrico italiano tende a ridursi in alcuni periodi dell'anno, in particolare durante episodi di *Dunkelflaute* nell'Europa centrale, caratterizzati da una prolungata e contemporanea riduzione della produzione eolica e solare, associata a condizioni di siccità generale che limitano la produzione idroelettrica non solo in Italia ma anche in Europa.

Tabella 15 – Bilancio elettrico della sensitivity al 2030 (Best Estimate vs Low RES) [TWh]

	2025	2030	
	Provvisorio	Best Estimate	Low RES
Fabbisogno elettrico totale	312	338	338
di cui tradizionale	312	336	336
di cui H2	0	2	2
Produzione Nazionale	266	299	305
Produzione rinnovabile	129	212	190
Idroelettrico	41	47	32
Solare	44	110	111
Eolico	22	44	35
Altre FER	22	17	17
Overgeneration	-1	-6	-5
Produzione convenzionale	137	88	114
Gas naturale	123	82	109
Altro non FER	14	6	6
Saldo estero (import netto)	47	43	38
Perdite accumuli	-1	-5	-5
% FER su fabbisogno	41%	63%	56%
% import su fabbisogno	15%	13%	11%

7.3.2 Bilancio elettrico negli anni 2030-35-40

Il grafico in **Figura 30** riporta l'evoluzione attesa del mix di generazione per gli scenari predisposti, a confronto con il dato provvisorio dell'anno 2025.

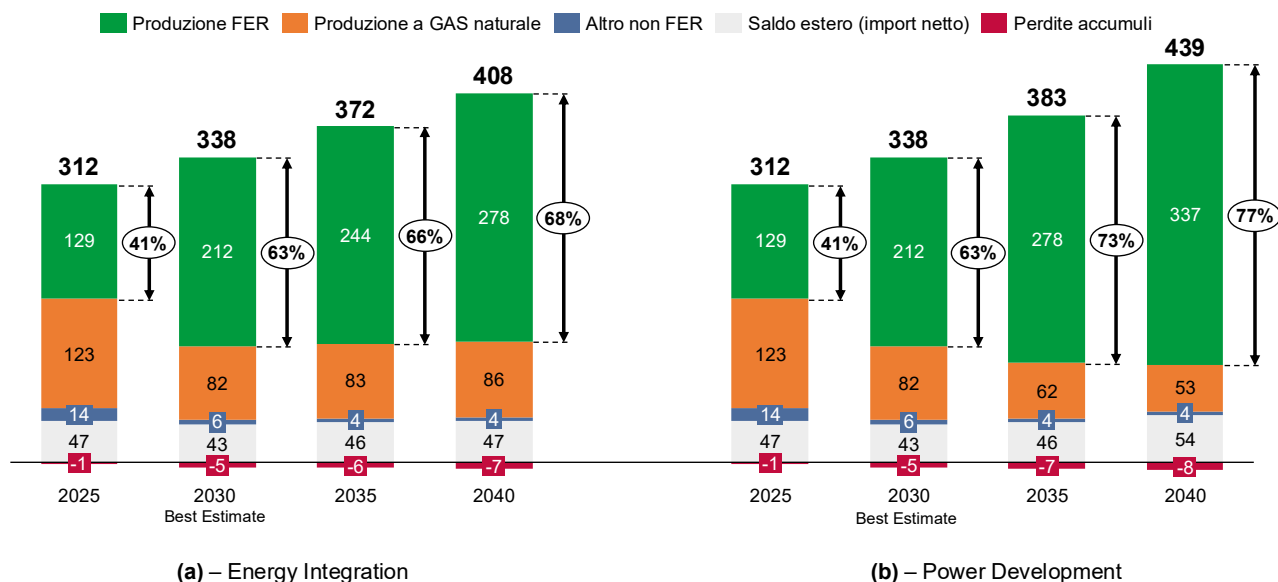


Figura 30 - Copertura della domanda elettrica al 2025-30-35-40 [TWh]

Al 2030 il sistema elettrico mostra già una trasformazione significativa rispetto al 2025. A fronte di un fabbisogno in crescita da 312 a 338 TWh, la produzione da fonti rinnovabili aumenta da 129 a 212 TWh, portando la copertura da FER dal 41% al 63%. Contestualmente, la generazione a gas naturale si riduce sensibilmente, da 123 a 82 TWh, mentre il contributo delle altre fonti convenzionali scende a 6 TWh, per via della completa dismissione del carbone e la riduzione dell'utilizzo dell'olio combustibile. Il saldo estero netto rimane pressoché stabile rispetto all'attuale (43 TWh), evidenziando come la maggiore domanda sia soddisfatta soprattutto dall'espansione della produzione rinnovabile nazionale.

Al 2040 i due scenari predisposti presentano rilevanti differenze, pur confermando il ruolo crescente delle fonti rinnovabili. Nello scenario Energy Integration, il fabbisogno elettrico cresce fino a 408 TWh, sostenuto dall'evoluzione dei consumi finali e dai processi di elettrificazione. Sebbene la produzione FER continui ad aumentare, raggiungendo 278 TWh con una copertura del 68%, tale incremento non risulta sufficiente a coprire integralmente la crescita della domanda nel periodo 2030-2040. In particolare, a fronte di un aumento del fabbisogno pari a circa 70 TWh, la produzione rinnovabile cresce di circa 66 TWh, determinando un incremento del fabbisogno residuo da soddisfare mediante fonti alternative. Per tale ragione la produzione da gas naturale torna a crescere moderatamente, passando da 82 TWh nel 2030 a 86 TWh nel 2040.

Nello scenario Power Development, invece, la crescita delle fonti rinnovabili risulta più sostenuta e consente di raggiungere 337 TWh di produzione FER al 2040, con un peso pari al 77% sul fabbisogno elettrico. In questo contesto, nonostante il fabbisogno raggiunga livelli più elevati (439 TWh), l'espansione della generazione rinnovabile consente una progressiva riduzione della produzione da gas naturale fino a 53 TWh. Una quota della maggiore domanda viene inoltre soddisfatta attraverso un incremento del saldo estero netto, che raggiunge 54 TWh al 2040.

Tabella 16 - Bilancio elettrico annuo in tutti gli scenari (2025-30-35-40) [TWh]

	2025	2030	2035		2040	
	Provvisorio	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Fabbisogno elettrico totale	312	338	372	383	408	439
di cui tradizionale	312	336	366	377	396	426
di cui H2	0	2	6	6	13	13
Produzione Nazionale	266	299	332	345	368	394
Produzione rinnovabile	129	212	244	278	278	337
Idroelettrico	41	47	47	47	47	47
Solare	44	110	136	151	156	185
Eolico	22	44	51	79	67	113
Altre FER	22	17	17	17	17	17
Overgeneration	-1	-6	-7	-16	-8	-25
Produzione convenzionale	137	88	88	66	90	57
Gas naturale	123	82	83	62	86	53
Altro non FER	14	6	4	4	4	4
Saldo estero (import netto)	47	43	46	46	47	54
Perdite accumuli	-1	-5	-6	-7	-7	-8
% FER su fabbisogno	41%	63%	66%	73%	68%	77%
% import su fabbisogno	15%	13%	12%	12%	11%	12%

L'incremento della generazione rinnovabile determina una progressiva crescita dell'overgeneration, che passa da valori sostanzialmente nulli nello storico a circa 6 TWh nel 2030, per raggiungere livelli compresi tra 8 e 25 TWh nel 2040. Tali valori sono una conseguenza fisiologica di un sistema elettrico ad elevata penetrazione FER e sottolinea l'importanza dello sviluppo delle risorse flessibili, quali accumuli, elettrolizzatori e domanda flessibile.

Gli scambi con l'estero continuano a svolgere un ruolo rilevante nel bilancio del sistema elettrico nazionale. In termini relativi, l'incidenza dell'import sul fabbisogno resta abbastanza stabile, passando dal 15% del 2025 al 11-13% negli scenari futuri. Tale dinamica evidenzia come la crescita della produzione nazionale, trainata dalle fonti rinnovabili, consenta di soddisfare una quota crescente della domanda interna, pur continuando a beneficiare del contributo delle interconnessioni estere per ragioni di efficienza economica, sicurezza del sistema e integrazione dei mercati elettrici europei.

7.3.3 Evoluzione dei flussi

Flussi transfrontalieri

In un sistema elettrico europeo e mediterraneo caratterizzato da una crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, con mix di generazione differenti tra i Paesi e condizioni meteorologiche non sempre coincidenti, le interconnessioni assumono un ruolo sempre più centrale. Esse consentono infatti di valorizzare la complementarità geografica e tecnologica delle risorse rinnovabili, favorendo la condivisione dell'energia tra aree caratterizzate, nelle diverse ore, da condizioni di produzione differenti e contribuendo così a una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili.

Nel 2025, l'Italia ha registrato importazioni nette di energia elettrica dai Paesi limitrofi pari a circa 47 TWh. Il saldo futuro degli scambi è quantificabile attraverso simulazioni paneuropee e dipenderà dall'evoluzione dei sistemi energetici e del mix produttivo dei Paesi europei, nonché dai differenziali di costo variabile della generazione termoelettrica. La zona Nord, in quanto maggiormente interconnessa con l'estero, concentra oggi e continuerà a concentrare in prospettiva la quota più rilevante degli scambi transfrontalieri.

Le simulazioni confermano una dinamica coerente con l'andamento storico, caratterizzata da una posizione di import netto, in particolare dalla frontiera Nord, che include Slovenia, Austria, Svizzera e Francia³², queste ultime interconnesse

³² Nel calcolo degli scambi con la Frontiera Nord, la Francia è considerata comprensiva degli scambi con la Corsica, il cui contributo risulta tuttavia

a loro volta con la Germania. Sebbene in misura più contenuta, anche la frontiera orientale, attraverso le interconnessioni con Montenegro e Grecia, contribuisce al mantenimento di un saldo netto di importazione in tutti gli anni target considerati. Diversamente, l'Italia si dimostra un Paese esportatore verso Malta e Tunisia. Per lo scenario Best Estimate 2030 si registra un saldo estero complessivamente in linea con il valore osservato nel 2025. Un'analisi degli scambi in entrambe le direzioni evidenzia tuttavia un significativo incremento dei volumi movimentati, sia in importazione sia in esportazione, a testimonianza di un utilizzo delle interconnessioni più dinamico e flessibile. In particolare, le esportazioni passano da circa 5 TWh a 15 TWh, mentre le importazioni aumentano da 52 TWh a 58 TWh. L'incremento dell'export è attribuibile principalmente alla frontiera settentrionale, con contributi distribuiti tra Francia, Svizzera, Slovenia e, in misura minore, Austria. Tale evoluzione evidenzia come le interconnessioni non siano più utilizzate esclusivamente per l'approvvigionamento energetico, ma assumano un ruolo crescente nell'integrazione delle fonti rinnovabili, consentendo di valorizzare i surplus temporanei di produzione e di trasferirli verso i sistemi elettrici limitrofi caratterizzati da una minore disponibilità di risorsa.

La **Tabella 17** riporta il saldo estero sulle principali frontiere di interconnessione per gli anni target e gli scenari analizzati. In tutti gli scenari considerati, la frontiera Nord continua a rappresentare il principale contributo all'importazione netta di energia elettrica, confermando il ruolo strategico delle interconnessioni nord-occidentali per il sistema italiano. Le frontiere con Montenegro e Grecia mantengono anch'esse saldi positivi, seppur con intensità differenti in funzione dell'evoluzione dei mix di generazione e delle condizioni di mercato dei sistemi elettrici limitrofi.

Tabella 17 - Saldo import/export del sistema elettrico italiano negli scenari [TWh]

	2025	2030	2035		2040	
	Provvisorio	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Frontiera Nord	46	46	42	45	44	56
Montenegro	1	2	3	3	4	2
Grecia	1	2	7	4	4	1
Malta	-1	-2	-2	-2	-2	-2
Tunisia	-	-4	-4	-4	-4	-4
Totale	47	43	46	46	47	54
% import su fabbisogno	15%	13%	12%	11%	12%	12%

Si osserva che le variazioni dei saldi tra i diversi anni target non sono necessariamente monotone e riflettono l'evoluzione del bilancio energetico dei sistemi elettrici interconnessi. In particolare, il rapporto tra crescita della domanda e sviluppo della generazione rinnovabile può determinare una riduzione del fabbisogno di importazione di alcuni Paesi, con conseguenti effetti sui flussi transfrontalieri.

Nello scenario Power Development, il sistema italiano mantiene una posizione di import netto, con un saldo che raggiunge 54 TWh al 2040. Occorre evidenziare come, pur a fronte di tale incremento, il contributo delle importazioni alla copertura del fabbisogno nazionale si mantenga pressoché stabile, attestandosi al 12% anche al 2040, in linea con i livelli previsti negli anni precedenti e inferiore rispetto al dato del 2025. Tale andamento riflette la contestuale crescita della domanda elettrica e della generazione interna prevista nello scenario.

Nello scenario Energy Integration, pur permanendo una posizione di import netto del sistema italiano, si osserva al 2040 un saldo inferiore rispetto allo scenario Power Development, pari a circa 47 TWh rispetto a 54 TWh. Tale differenza è associata principalmente al minor saldo di import sulla Frontiera Nord, cui si accompagna, a livello complessivo, un minore volume delle importazioni e un maggiore livello delle esportazioni verso i Paesi limitrofi. Tale risultato riflette la diversa evoluzione della domanda elettrica nazionale e le differenti configurazioni del parco di generazione europeo.

Flussi interzonal

In **Figura 31** sono riportati i flussi interzonal nello scenario Best Estimate 2030. Si conferma la caratteristica del sistema elettrico italiano, contraddistinto da una maggiore concentrazione dei carichi nelle aree settentrionali e da una quota rilevante della produzione localizzata nelle regioni meridionali. Ne deriva una configurazione caratterizzata da trasferimenti prevalenti dalle zone del Sud verso il Nord del Paese, tendenza che si rafforza con l'incremento della capacità rinnovabile installata nelle aree meridionali.

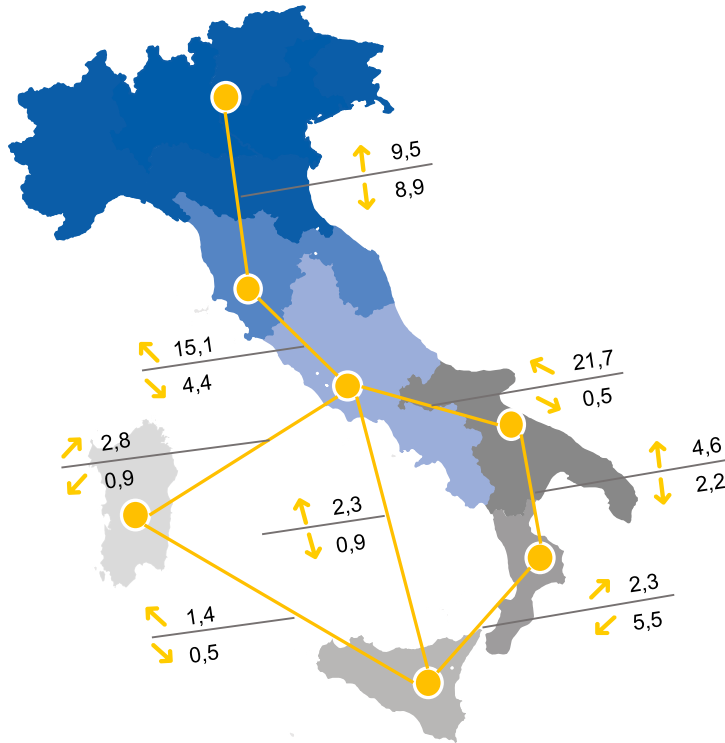


Figura 31 - Flussi interzonal per lo scenario Best Estimate 2030 [TWh]

L'evoluzione dei flussi nei diversi scenari analizzati riportata in **Tabella 18** evidenzia un progressivo aumento dei trasferimenti lungo la direttrice Sud-Nord in tutti gli scenari. Il fenomeno risulta particolarmente evidente sul collegamento tra Sud e Centro Sud, dove si osserva un'inversione della direzione del flusso netto rispetto al dato storico, raggiungendo i 43,5 TWh al 2040 nello scenario Power Development. Anche i transiti tra Centro Sud e Centro Nord registrano un forte incremento, con il saldo netto passa da circa 11 TWh nel 2030 a 26,5 TWh nello scenario Power Development 2040, riflettendo il maggiore contributo della generazione rinnovabile nelle rispettive aree.

Tabella 18 - Flussi netti interzonal negli scenari [TWh]

Da	A	2024	2030	2035		2040	
		Storico	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Centro Nord	Nord	10,6	0,6	8,0	12,6	10,0	17,2
Centro Sud	Centro Nord	3,2	10,7	17,7	21,9	19,8	26,5
Centro Sud	Nord	-	-	3,9	6,4	7,5	10,3
Sardegna	Centro Sud	-2,0	1,8	3,1	5,1	5,1	8,6
Sud	Centro Sud	-12,3	21,2	29,7	34,5	33,7	43,5
Sud	Nord	-	-	6,6	9,3	7,0	10,4
Calabria	Sud	-2,5	2,4	5,7	8,7	8,6	13,7
Sicilia	Calabria	4,0	-3,2	-1,1	2,7	1,5	7,3
Sicilia	Centro Sud	-	1,4	0,6	0,3	0,2	0,1
Sicilia	Sardegna	-	0,9	0,5	0,8	0,5	1,0

Il confronto tra gli scenari evidenzia inoltre come lo scenario Power Development 2040 presenti, nella quasi totalità delle interconnessioni interne, i livelli di transito più elevati, mentre nello scenario Energy Integration i flussi risultano

generalmente più contenuti, in coerenza con la minore crescita della capacità rinnovabile prevista.

Complessivamente l'analisi mostra una progressiva intensificazione dei trasferimenti di energia dalle regioni meridionali e dalle isole verso il Centro-Nord. All'aumentare della generazione rinnovabile installata nelle regioni meridionali, cresce infatti la quantità di energia che deve essere trasportata verso le aree del Paese caratterizzate dai maggiori livelli di domanda elettrica, determinando un utilizzo sempre più significativo della rete di trasmissione lungo l'asse Sud-Nord.

7.4 Approfondimenti sugli scenari del sistema elettrico

7.4.1 Complementarità fra solare ed eolico

Una diversificazione del mix di nuova capacità rinnovabile, valorizzando la complementarità tra i profili di produzione di solare ed eolico, può favorire il raggiungimento dei target di decarbonizzazione a un costo complessivo del sistema elettrico inferiore rispetto a configurazioni sbilanciate verso una sola fonte. La complementarità consente non solo di ridurre l'overgeneration, ma anche di adottare soluzioni di connessione più flessibili ed efficienti.

Come evidenziato nella **Figura 32**, solare ed eolico presentano profili di produzione complementari, sia dal punto di vista stagionale sia da quello giornaliero, influenzando direttamente la capacità del sistema elettrico di integrare la generazione da fonti rinnovabili non programmabili. In particolare, la produzione solare risulta prevalente nei mesi primaverili ed estivi e concentra la generazione nelle ore centrali della giornata, mentre la fonte eolica tende a garantire una maggiore disponibilità nei mesi autunnali e invernali, con una variabilità giornaliera meno pronunciata. Per tale ragione, a parità di producibilità rinnovabile complessiva, differenti combinazioni di capacità installata possono determinare differenti livelli di overgeneration ed esigenze di accumulo e, di conseguenza, differenti costi di integrazione.

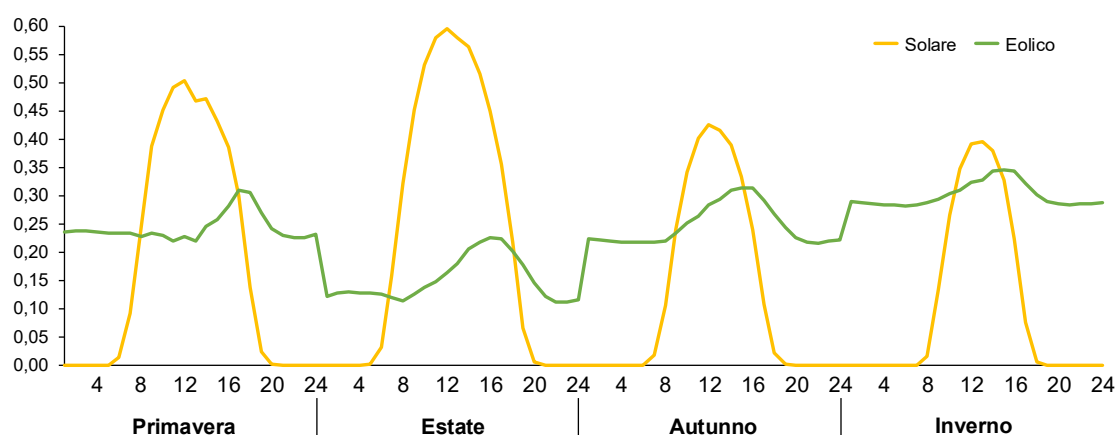


Figura 32 - Produciibilità media stagionale di eolico onshore e solare utility-scale in Italia per ora del giorno

Per approfondire questi aspetti, è stato analizzato come diverse combinazioni di capacità solare ed eolica, a parità di producibilità rinnovabile, influenzino l'overgeneration. Più nel dettaglio, a partire dagli scenari 2030 e 2040, si analizza come varia l'overgeneration sostituendo progressivamente capacità solare utility-scale con capacità eolica onshore, e viceversa, a parità di producibilità rinnovabile complessiva e per un singolo anno climatico di riferimento. L'analisi è stata condotta sia considerando la rete di riferimento per l'anno target, sia ipotizzando una capacità di scambio tra le zone di mercato italiane sufficientemente elevata da eliminare le congestioni interzonali. In questo modo è possibile valutare l'impatto di diverse localizzazioni della capacità rinnovabile e il contributo della rete all'integrazione delle rinnovabili nel sistema.

In **Figura 33** sono riportati i risultati dell'analisi condotta sullo scenario 2030, dove si rappresentano la variazione dell'overgeneration nei diversi casi considerati, espressa come scostamento percentuale rispetto allo scenario di riferimento in funzione del peso della fonte eolica rispetto a quella solare.

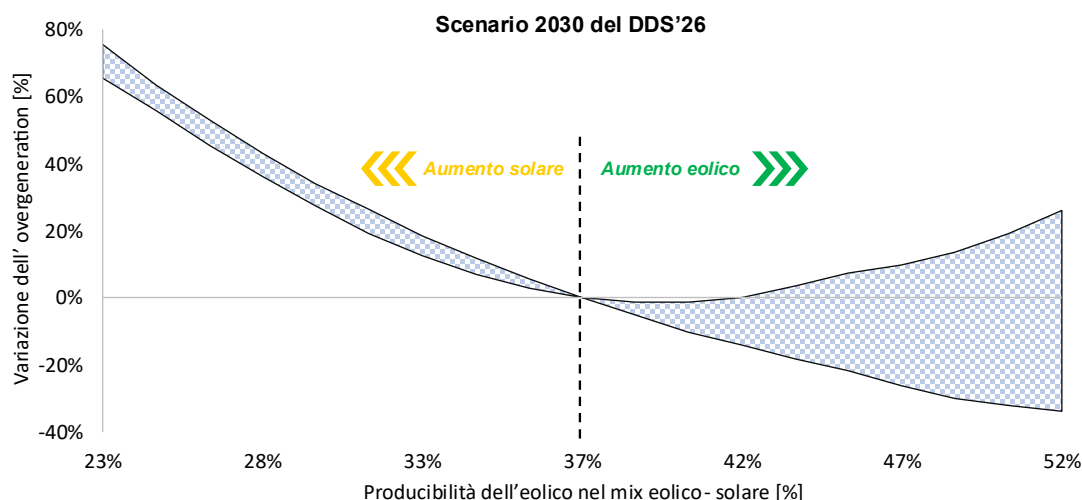


Figura 33 - Variazione dell'overgeneration in funzione del mix eolico-solare, Best Estimate 2030

L'intervallo di overgeneration rappresentato in **Figura 33** evidenzia la significativa variabilità dei risultati che dipende non solo dal mix di eolico e solare, ma anche dalle ipotesi di localizzazione delle FER e di configurazione della rete.

Al 2030, i risultati confermano il ruolo strategico della rete quale fattore abilitante per l'integrazione della generazione rinnovabile. A parità di produttività totale, gli scenari caratterizzati da una maggiore quota di generazione solare tendono ad essere associati a valori di overgeneration superiori rispetto al caso base, indipendentemente dalle ipotesi di localizzazione e di configurazione della rete. Diversamente, un incremento della quota eolica tende progressivamente a ridurre i livelli di overgeneration.

Infatti, con una quota crescente di solare, l'overgeneration aumenta in modo sistematico e con un intervallo relativamente contenuto tra le diverse configurazioni analizzate. Ciò indica che localizzazioni più favorevoli o ulteriori sviluppi di rete hanno un'efficacia limitata, poiché il vincolo principale è la capacità del sistema di assorbire picchi di produzione simultanei della fonte solare. Per l'eolico, invece, la maggiore variabilità dei risultati mostra un ruolo più rilevante della localizzazione e della rete: configurazioni più favorevoli consentono di trasferire meglio la produzione e di ridurre l'energia non utilizzata.

In **Figura 34** si riporta a titolo di esempio il profilo giornaliero dell'overgeneration ottenuto al 2030 con rete di riferimento, espresso come distribuzione percentuale dell'overgeneration totale giornaliera tra le diverse ore della giornata. La maggiore quota eolica riduce i picchi di overgeneration nelle ore centrali della giornata, distribuendo però parte dell'energia non utilizzata anche nelle ore notturne. Nel complesso, l'effetto è favorevole per il sistema, poiché l'overgeneration totale si riduce; al tempo stesso, la maggiore persistenza dei cicli di alta e bassa ventosità rispetto al profilo giornaliero del solare suggerisce un crescente valore di sistemi di accumulo con durate più elevate, oltre le 4-8 ore tipicamente sufficienti a gestire il ciclo giorno-notte della fonte solare.

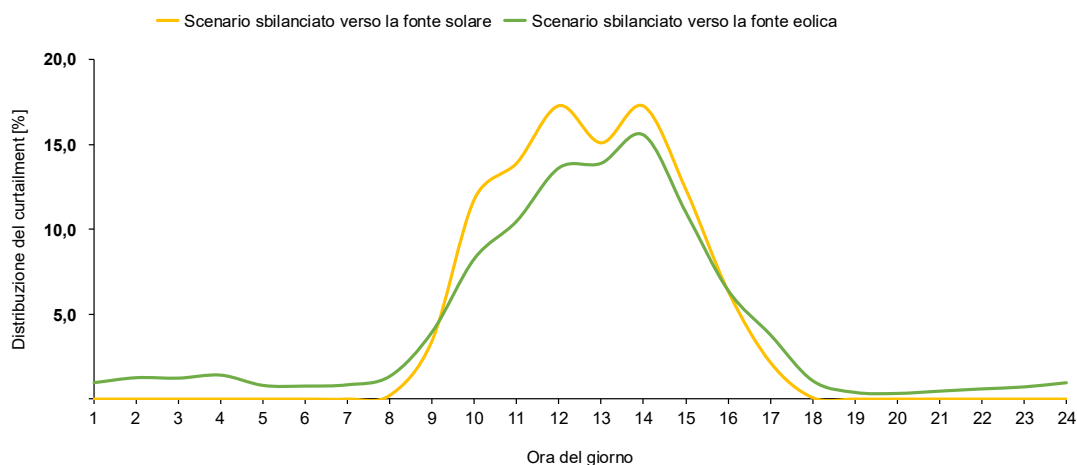


Figura 34 – Overgeneration medio per ora al 2030 per diversi mix di eolico e solare (con rete di riferimento) [%]

Anche nello scenario 2040, una progressiva riallocazione della produttività rinnovabile dal solare verso l'eolico

determina effetti tangibili sull'overgeneration (**Figura 35**). Allontanandosi dal caso base, l'intervallo di variazione dell'overgeneration tende ad ampliarsi progressivamente. In particolare, scenari caratterizzati da una maggiore incidenza della generazione solare risultano associati a valori di overgeneration superiori rispetto allo scenario di riferimento, mentre un incremento della quota eolica potrebbe ridurre i livelli in alcune configurazioni.

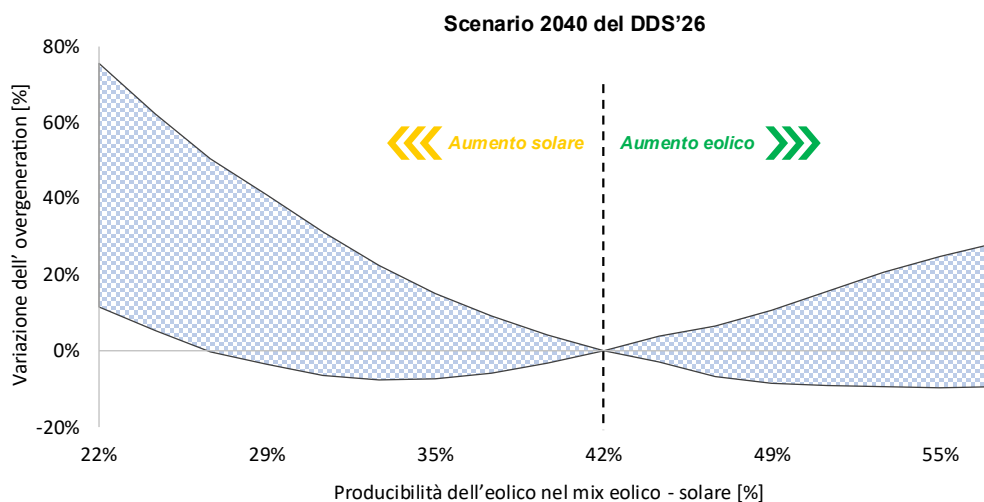


Figura 35 - Variazione dell'overgeneration in funzione del mix eolico-solare, Power Development 2040

Rispetto al 2030, il 2040 evidenzia una maggiore sensibilità del sistema elettrico sia alla composizione del mix rinnovabile sia alla localizzazione delle FER e alla capacità di trasporto disponibile. Infatti, nel 2030 il mix di riferimento risulta già prossimo a una configurazione relativamente bilanciata e le variazioni della quota eolica comportano effetti più limitati sui livelli di overgeneration.

Complessivamente, sia al 2030 sia al 2040, una maggiore quota eolica potrebbe ridurre l'overgeneration grazie alla minore contemporaneità dei profili di produzione rispetto al solare. Al 2030 prevale soprattutto un vincolo di assorbimento a livello di sistema, mentre al 2040 assumono un peso ancora maggiore temi di localizzazione efficiente delle FER e di capacità di trasporto disponibile, poiché il maggiore sviluppo rinnovabile nello scenario 2040 accentua le congestioni intrazonali e i fenomeni di overgeneration zonal, più che di sistema.

7.4.2 Stress test variabilità climatica negli scenari 2040

Le simulazioni di mercato sono state effettuate utilizzando un sottoinsieme rappresentativo degli anni climatici del PECD (cf sezione 5.3). Tuttavia, in condizioni estreme, le variabili climatiche si discostano da quelle rappresentate nel campione, con effetti rilevanti sul bilancio del sistema elettrico. Per quantificare questi effetti è stato effettuato uno stress test di variabilità climatica sui due scenari 2040.

Sono stati individuati due anni climatici estremi per l'intero sistema elettrico europeo, caratterizzati rispettivamente da minima e massima producibilità complessiva da eolico, solare e idroelettrico. La selezione tiene conto anche degli effetti delle condizioni climatiche sul fabbisogno elettrico, che possono manifestarsi in modo diverso nei vari periodi dell'anno. Ad esempio, un inverno particolarmente freddo può determinare un aumento dei consumi elettrici, mentre un'estate mite può ridurli rispetto a condizioni medie. Questa diversa sovrapposizione tra fabbisogno e produzione rinnovabile incide direttamente sul bilancio del sistema: in particolare, un fabbisogno più contenuto nei mesi primaverili può accentuare i fenomeni di *curtailment*, poiché coincide con il periodo in cui la producibilità solare raggiunge generalmente i livelli più elevati.

Per ciascun caso è stata condotta una simulazione di mercato, applicando alle variabili di scenario i relativi profili di generazione rinnovabile e del carico e i relativi apporti idroelettrici, così da ottenere il corrispondente bilancio elettrico.

Variabilità climatica nello scenario Power Development 2040

La **Tabella 19** riporta il bilancio elettrico dello scenario Power Development 2040 nelle due simulazioni di stress test climatico a confronto con lo scenario di riferimento. Nel confronto tra gli anni climatici estremi, la differenza di produzione FER arriva a 45 TWh, passando da 309 TWh nello scenario Low RES a 354 TWh nello scenario High RES. Tale differenza è riconducibile principalmente alla variabilità delle risorse idriche ed eoliche: la produzione idroelettrica varia, infatti, da 32 a 60 TWh, mentre quella eolica passa da 97 a 116 TWh. Al contrario, a livello annuo la generazione solare

mostra una limitata sensibilità alle condizioni climatiche considerate, mantenendosi sostanzialmente invariata nei tre casi analizzati.

Tabella 19 - Bilancio elettrico annuo dello scenario 2040: Power Development, Low RES, High RES [TWh]

Power Development 2040			
	Low RES	High RES	Riferimento
Totale Produzione Nazionale	394	395	394
Produzione rinnovabile	309	354	337
Idroelettrico	32	60	47
Solare	186	186	185
Eolico	97	116	113
Altre FER	17	17	17
Overgeneration	-23	-26	-25
Produzione convenzionale	85	41	57
Gas naturale	81	37	53
Altro non FER	4	4	4
Saldo estero (import netto)	52	45	54
Perdite accumuli	-8	-8	-9
%FER su fabbisogno	71%	82%	77%
Fabbisogno elettrico totale	437	431	439

Le variazioni della produzione rinnovabile si riflettono direttamente sul funzionamento complessivo del sistema elettrico. Nel caso Low RES la minore disponibilità di energia rinnovabile richiede un maggior ricorso alle fonti convenzionali, con una produzione a gas naturale che raggiunge circa 81 TWh, oltre il doppio rispetto ai 37 TWh osservati nello scenario High RES. Contestualmente aumenta anche il ricorso alle importazioni nette in condizioni di bassa producibilità delle rinnovabili.

L'effetto complessivo della variabilità climatica si osserva infine sulla quota di copertura FER del fabbisogno elettrico nazionale, che varia tra il 71% e l'82%. Tale intervallo evidenzia come le condizioni meteorologiche possano incidere in misura significativa sul percorso di decarbonizzazione, pur in presenza del medesimo parco di generazione installato.

La **Figura 36** riporta il bilancio elettrico mensile dei tre scenari a confronto, evidenziando il contributo delle fonti rinnovabili, della generazione termoelettrica e delle importazioni nette. L'impatto della variabilità climatica risulta particolarmente evidente nella stagione fredda, quando le differenze di producibilità delle risorse eolica e idroelettrica determinano gli scostamenti più significativi rispetto al caso base. In particolare, nello scenario *Low RES*, il contributo delle importazioni nette si riduce nei mesi invernali. Ciò riflette il fatto che si verificano condizioni di bassa producibilità rinnovabile non solo in Italia ma, più in generale, a livello europeo: in tali circostanze si riduce la disponibilità di energia esportabile dai Paesi interconnessi e può aumentare, al contrario, il contributo dell'Italia verso il Centro Europa. Dinamiche di questo tipo sono già state osservate in periodi caratterizzati da bassa produzione eolica nei Paesi dell'Europa centro-settentrionale.

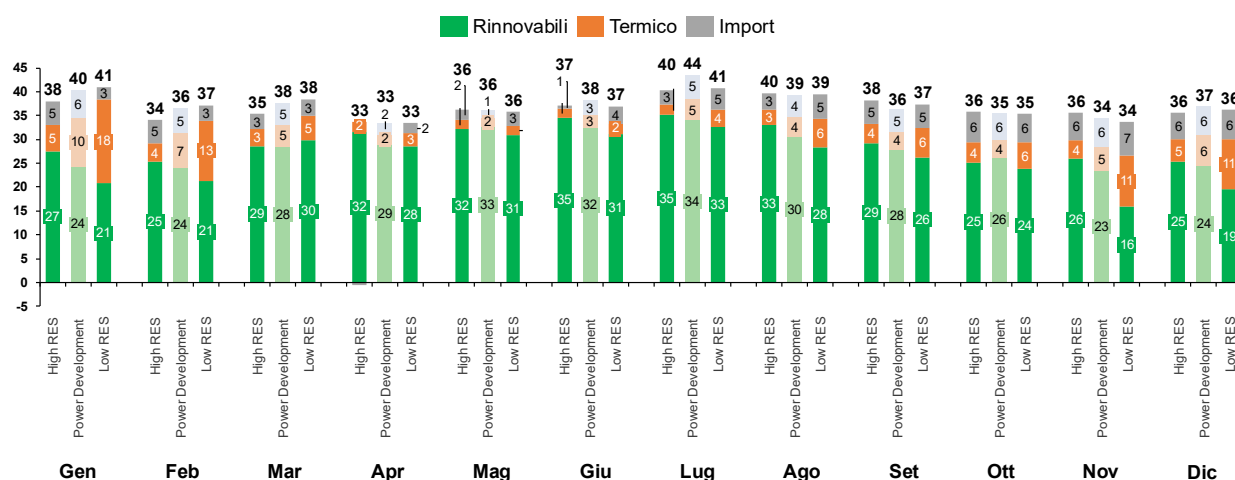


Figura 36 – Bilancio elettrico mensile dello scenario 2040: Power Development, Low RES, High RES [TWh]

Variabilità climatica nello scenario Energy Integration 2040

La **Tabella 20** riporta il bilancio elettrico dello scenario Energy Integration 2040 nelle due simulazioni di stress test climatico a confronto con lo scenario di riferimento. Rispetto allo scenario di Power Development le differenze sono meno marcate, attribuibile al peso inferiore delle rinnovabili alla copertura del fabbisogno.

Tabella 20 - Bilancio elettrico annuo dello scenario 2040: Energy Integration, Low RES, High RES [TWh]

	Energy Integration 2040		
	Low RES	High RES	Riferimento
Totale Produzione Nazionale	373	364	368
Produzione rinnovabile	254	294	278
Idroelettrico	32	60	47
Solare	156	156	156
Eolico	57	69	67
Altre FER	17	17	17
Overgeneration	-8	-9	-8
Produzione convenzionale	119	70	90
Gas naturale	115	66	86
Altro non FER	4	4	4
Saldo estero (import netto)	40	45	47
Perdite accumuli	-6	-7	-7
%FER su fabbisogno	63%	73%	68%
Fabbisogno elettrico totale	407	401	408

7.4.3 Fattore di utilizzo degli impianti a gas nello scenario Power Development 2040

Anche in un sistema elettrico caratterizzato da un'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili, le risorse programmabili — in particolare termoelettrico e accumuli — e l'import continuano a svolgere un ruolo essenziale sia nella copertura del fabbisogno elettrico, sia nella fornitura dei servizi necessari al sistema.

La seguente analisi esamina l'utilizzo della capacità programmabile a gas nello scenario Power Development 2040³³, evidenziandone la variabilità al variare delle condizioni climatiche. Nello specifico, la **Figura 37** confronta il fattore di utilizzo storico con quello risultante negli scenari 2040, High RES e Low RES. Ciascun punto rappresenta una singola unità di produzione rilevante a gas, ordinato in senso decrescente rispetto al relativo *capacity factor*; sull'ascissa è riportata la capacità cumulata associata agli impianti così ordinati. Il grafico consente di leggere il funzionamento del parco a gas sia in termini di energia, attraverso il livello medio di utilizzo e di conseguenza l'energia complessivamente prodotta, sia in termini di potenza, attraverso la capacità a gas effettivamente utilizzata in esito al mercato dell'energia.

In termini di energia, si osserva una progressiva riduzione dei fattori di utilizzo *medi* rispetto ai livelli storici, più marcata nello scenario *High RES*. Nel 2025, un *capacity factor* superiore al 30% si è osservato per circa 17 GW di impianti a gas, a fronte di circa 12 GW nello scenario *Low RES* e di soli 2 GW circa nello scenario *High RES*. Tale variabilità nei livelli di utilizzo evidenzia come, in prospettiva, gli impianti programmabili potrebbero operare con frequenza molto diversa anche solo a seconda delle condizioni climatiche del sistema, con conseguente maggiore incertezza sui volumi prodotti e sui ricavi conseguibili sui mercati dell'energia. In questo contesto, il Mercato della Capacità potrà contribuire a fornire maggiore certezza agli operatori, remunerando la disponibilità di capacità necessaria al sistema anche quando il numero di ore di funzionamento non è sufficiente a garantire i ricavi necessari per la copertura dei costi fissi.

La riduzione dei fattori di utilizzo *medi* non si traduce necessariamente in una riduzione analoga della potenza complessiva utilizzata dal sistema. Infatti, anche nello scenario Power Development 2040 possono verificarsi condizioni climatiche in cui la potenza massima utilizzata resta poco inferiore a quella osservata nel 2025, a causa della minore producibilità rinnovabile nel caso *Low RES*, oltre al diverso contributo delle importazioni dall'estero e degli accumuli nelle ore caratterizzate da bassa produzione rinnovabile. In particolare, in condizioni climatiche particolarmente estreme *Low RES* l'Italia può assumere, in alcuni periodi dell'anno, una posizione di esportatore netto verso l'Europa centrale, contribuendo alla copertura del fabbisogno europeo durante episodi di *Dunkelflaute*, caratterizzati da una prolungata e contemporanea riduzione della produzione eolica e solare, eventualmente associata a condizioni di siccità che limitano anche la produzione idroelettrica. Al contempo, su base annua permane anche nello scenario *Low RES* una quota significativa di *overgeneration*. Una maggiore diffusione di accumulo *stagionale* in grado di trasferire energia su orizzonti più lunghi — da alcuni giorni fino a scale settimanali o mensili — potrebbe consentire di valorizzare parte di tale energia nei periodi di minore disponibilità rinnovabile, riducendo di conseguenza la potenza massima di capacità a gas richiesta dal sistema.

Occorre evidenziare che la potenza massima utilizzata risultante dalle analisi non rappresenta una stima della capacità minima necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema. L'analisi, infatti, non considera né le avarie degli impianti né le possibili riduzioni di prestazione in condizioni climatiche estreme. In condizioni di esercizio, una quota della capacità installata può risultare temporaneamente non disponibile o operare a potenza ridotta. Per garantire l'adeguatezza è quindi necessario disporre di una capacità complessiva superiore alla capacità massima utilizzata che risulta da questa analisi. Episodi recenti, come le estati del 2022 e del 2026, hanno mostrato come ondate di calore prolungate possano ridurre la disponibilità della generazione e rendere più complessa la gestione dell'adeguatezza del sistema.

Per valutare in modo più completo l'effetto congiunto della variabilità climatica e delle indisponibilità degli impianti sulla capacità programmabile necessaria al sistema sono richieste analisi di natura probabilistica, che non rientrano nell'ambito del presente Documento Scenari ma sono sviluppate nel Rapporto Adeguatezza Italia predisposto da Terna. Tali analisi, basate su simulazioni Monte Carlo, considerano un ampio insieme di possibili combinazioni di domanda, produzione rinnovabile, indisponibilità degli impianti e scambi con l'estero, consentendo di stimare il rischio di inadeguatezza del sistema e il contributo effettivo delle diverse risorse.

La definizione del livello di capacità programmabile da approvvigionare avviene invece nell'ambito del Mercato della Capacità, che individua il fabbisogno target da contrattualizzare sulla base di valutazioni probabilistiche di adeguatezza e secondo la disciplina vigente.

³³ Lo scenario Power Development 2040 è quello con la più alta penetrazione FER, di conseguenza rappresenta il caso di maggior interesse per esaminare l'effettivo contributo della generazione programmabile in questo contesto.

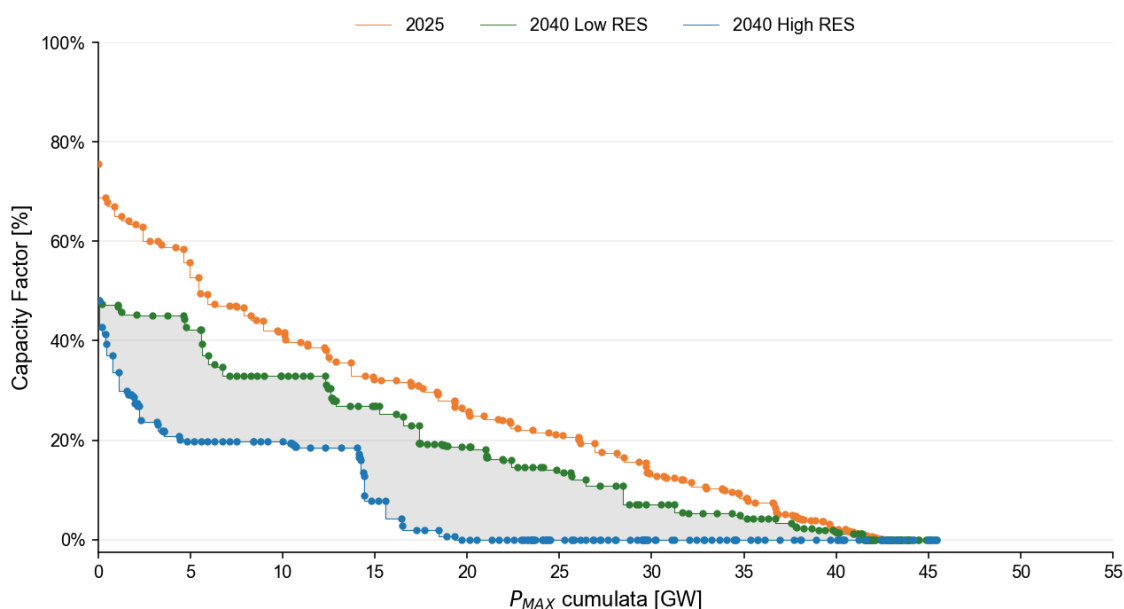


Figura 37 -Fattore di utilizzo delle unità di produzione a gas nello scenario Power Development 2040

7.4.4 Tecnologia nucleare

L'approvazione definitiva a fine settembre 2026 del disegno di legge apre in Italia la fase di definizione del nuovo quadro normativo e della roadmap governativa per riattivare la filiera nucleare, chiarendo tempi, tecnologie e capacità da realizzare.

Diffusione attuale del nucleare a livello globale

Secondo i dati dell'IAEA (International Atomic Energy Agency)³⁴, a livello mondiale, vi sono 31 Paesi che esercitano impianti nucleari, 417 reattori in funzione, con una capacità elettrica combinata di circa 380 GW e altri 81 GW in costruzione. Nel 2025 il nucleare ha prodotto circa il 9% dell'energia elettrica mondiale³⁵. La distribuzione della capacità resta concentrata in un numero relativamente limitato di Paesi, ma negli ultimi anni si osserva un ampliamento della base geografica dei programmi nucleari, con nuovi Stati che stanno costruendo le loro prime centrali o hanno avviato percorsi per introdurre il nucleare nel proprio mix energetico.

Per quanto concerne l'Europa, i dati Eurostat³⁶, pubblicati a gennaio 2026, mostrano che 12 Paesi dell'UE nel 2024 hanno generato circa 650 TWh di elettricità da fonte nucleare (+4,8% rispetto al 2023), contribuendo per circa il 23% dell'elettricità totale prodotta nell'UE. La fonte nucleare, quindi, rappresenta la seconda componente del mix elettrico europeo dopo l'insieme delle fonti rinnovabili e precedendo, per contributo alla generazione, il gas naturale e il carbone (cf. Figura 38).³⁷

³⁴ Fonte: IAEA, Power Reactor Information System (PRIS), 2026, <https://pris-stats.iaea.org/>

³⁵ Fonte: IEA, Electricity Mid-Year Update 2026, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/breakdown-of-global-electricity-generation-by-source-2019-2027>

³⁶ Fonte: Eurostat, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260129-2>

³⁷ Fonte: Eurostat, 06/2026, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/page/NRG_BAL_PEH

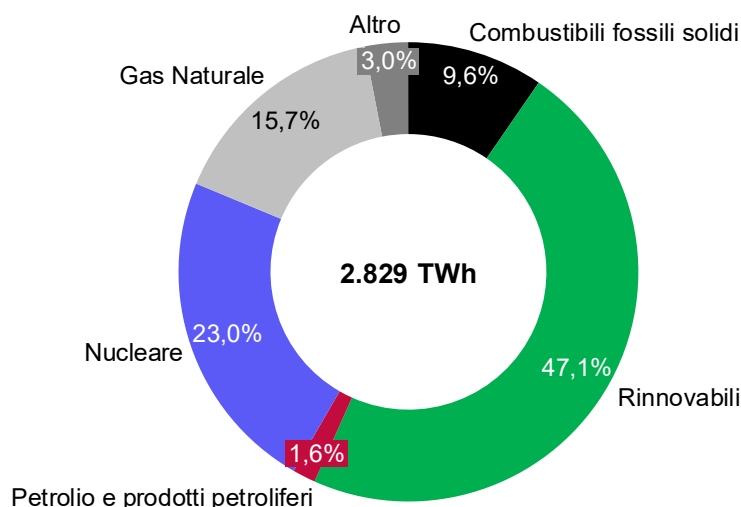


Figura 38 -Generazione elettrica per fonte UE-27, 2024

Il maggior produttore di energia nucleare nell'UE nel 2024 è stata la Francia, con una quota del 58,6% sul totale UE, seguita da Spagna (8,4%), Svezia (7,8%) e Finlandia (5%): questi 4 Paesi dell'UE hanno prodotto il 79,8% della quantità totale di elettricità generata negli impianti nucleari dell'Unione nel 2024.

Accanto ai Paesi che dispongono già di un parco nucleare consolidato, è aumentato anche il numero di Stati che stanno avviando per la prima volta programmi di produzione elettronucleare. Secondo l'IAEA, circa 37 Paesi risultano oggi impegnati, a differenti livelli di avanzamento, nello sviluppo di programmi nucleari, mentre altri hanno avviato studi preliminari o processi decisionali per valutarne l'introduzione nel futuro mix energetico.

In Europa, il caso più significativo tra i nuovi entranti è quello della Polonia, che non dispone oggi di centrali nucleari operative ma ha avviato un programma nazionale per la realizzazione di nuovi impianti. Il piano prevede due siti per una capacità complessiva dell'ordine di 6-9 GW, con una prima centrale in Pomerania composta da tre reattori AP1000 di generazione III+, per una capacità di circa 3,75 GW. L'entrata in esercizio commerciale del primo reattore è prevista nella seconda metà degli anni Trenta. Il programma polacco si inserisce in una strategia di progressiva riduzione della dipendenza dal carbone e mira ad affiancare alla crescita delle fonti rinnovabili una componente di generazione programmabile a basse emissioni.

La tendenza ad ampliare il ricorso al nucleare non riguarda soltanto l'Europa. Anche Kazakhstan e Uzbekistan hanno avviato iniziative per sviluppare nuova capacità nucleare, mentre altri Paesi stanno rivalutando programmi precedentemente sospesi o accelerando studi di fattibilità. In Asia, ad esempio, Vietnam e Malaysia hanno riattivato o rilanciato la valutazione del nucleare all'interno delle rispettive strategie energetiche. La crescita è prevista soprattutto in Asia, dove Cina con la realizzazione di circa 30 GW di nuova capacità nel prossimo quinquennio potrebbe raggiungere circa 100 GW di capacità nucleare al 2030, e ulteriori contributi in India e Corea del Sud, mentre negli Stati Uniti la produzione nucleare è attesa su livelli sostanzialmente stabili.

Nel complesso, l'allargamento del numero di Paesi interessati riflette esigenze comuni: crescita della domanda elettrica, riduzione della dipendenza dai combustibili fossili, sicurezza degli approvvigionamenti e necessità di disporre di capacità programmabile a basse emissioni in sistemi caratterizzati da una quota crescente di fonti rinnovabili variabili.

Evoluzione tecnologica

Le tecnologie considerate nel nuovo quadro sul nucleare sostenibile comprendono diverse soluzioni, caratterizzate da differenti livelli di maturità tecnologica e prospettive di impiego. È utile, in primo luogo, distinguere tra "generazione" del reattore e dimensione/modularità dell'impianto. La classificazione per generazioni descrive infatti l'evoluzione tecnologica dei reattori nucleari: gli impianti di I e II generazione appartengono alle fasi iniziali e di consolidamento dell'industria nucleare; la III generazione, e in particolare la III+, identifica invece reattori progettati secondo standard più avanzati di sicurezza ed efficienza, con requisiti più stringenti, maggiore ricorso a sistemi di sicurezza passiva e applicazione dei principi di difesa in profondità. La IV generazione comprende invece soluzioni ancora in fase di sviluppo e dimostrazione, orientate a migliorare ulteriormente l'efficienza nell'uso del combustibile, la sostenibilità del ciclo e la gestione dei rifiuti radioattivi, anche attraverso configurazioni raffreddate a piombo, sodio o sali fusi.

Su un piano distinto rispetto alla classificazione per generazioni si colloca la dimensione e modularità dell'impianto. In questo ambito rientrano gli SMR (*Small Modular Reactors*) e gli AMR (*Advanced Modular Reactors*), accomunati dalla taglia ridotta e dall'approccio modulare, ma riferiti a tecnologie differenti. Gli SMR sono generalmente reattori fino a circa 300 MW elettrici per modulo, concepiti per una maggiore standardizzazione dei componenti, la produzione seriale in fabbrica e il successivo assemblaggio sul sito; possono quindi adottare tecnologie riconducibili alla **III generazione avanzata**. Gli AMR rappresentano invece l'evoluzione più avanzata del concetto modulare e sono associati prevalentemente a tecnologie di IV generazione, caratterizzate da configurazioni innovative — ad esempio con refrigeranti a piombo, sodio o sali fusi — e da obiettivi più ambiziosi in termini di utilizzo del combustibile, riduzione dei rifiuti e sostenibilità del ciclo nucleare. La modularità viene considerata uno dei principali elementi di interesse degli SMR. La minore potenza unitaria consentirebbe investimenti iniziali più contenuti per singolo modulo, una maggiore standardizzazione delle componenti, la possibilità di aumentare progressivamente la capacità installata e un più facile adattamento a reti o fabbisogni industriali di diversa scala. A fronte di questi potenziali vantaggi, permangono tuttavia incertezze tecnologiche ed economiche. Gli SMR sono infatti tecnologie ancora in corso di sviluppo e non risultano ad oggi disponibili su larga scala commerciale. La riduzione della taglia comporta inoltre la perdita delle economie di scala tipiche dei grandi reattori, che dovrebbe essere compensata dalla standardizzazione, dalla produzione in serie e dalla replicabilità dei progetti: benefici che dipendono però dal raggiungimento di volumi produttivi sufficientemente elevati e che devono ancora essere dimostrati su vasta scala.

Scenari mondiali

Negli ultimi anni il nucleare è tornato a registrare crescita su scala globale. Tale crescita è sostenuta sia dall'entrata in esercizio di nuovi reattori sia dall'estensione di vita utile di quelli esistenti. Secondo la IEA³⁸, la produzione continuerà ad aumentare nel periodo 2026-2030 (+2,8% rispetto al +1,3% registrato nel periodo 2021-2025).

Gli scenari più recenti dell'International Energy Agency confermano per il nucleare un ruolo complementare alla espansione delle fonti rinnovabili. *Net Zero Emissions by 2050* prevede che la produzione elettrica mondiale cresca da circa 31.000 TWh nel 2024 a oltre 80.000 TWh nel 2050, riflettendo la progressiva elettrificazione dei consumi finali e la crescente domanda associata, tra l'altro, a industria, mobilità, raffrescamento e nuovi usi digitali. In questo scenario il nucleare mantiene una quota dell'ordine del **9-10%**³⁹. Il dato percentuale, tuttavia, va letto alla luce della forte espansione della dimensione complessiva del sistema elettrico: mantenere una quota prossima al 10% in un mercato che più che raddoppia implica una crescita significativa della produzione nucleare in termini assoluti. Nello scenario NZE (**Figura 39**), la generazione da nucleare raggiunge infatti circa 6.900 TWh nel 2050, più del doppio rispetto agli attuali livelli.

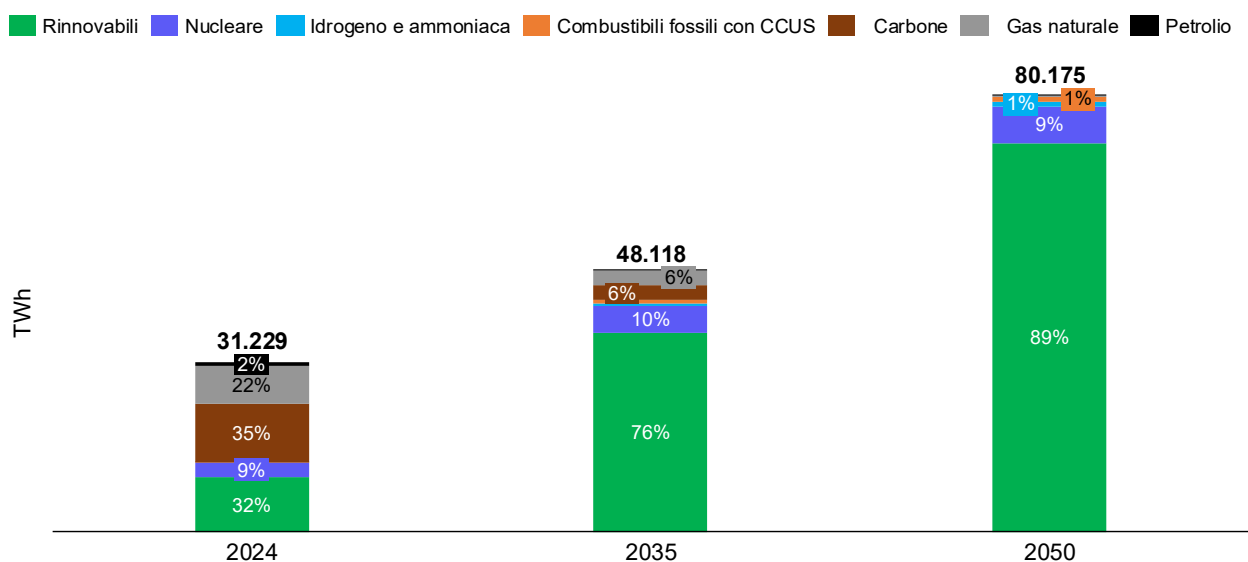


Figura 39 - Evoluzione futura della generazione elettrica mondiale per fonte nello scenario Net Zero Emissions by 2050

³⁸ IEA, Electricity 2026, Analysis and forecast to 2030

³⁹ IEA, World Energy Outlook 2025

Indicazioni del PNIEC 2024

Nel PNIEC 2024 il nucleare è richiamato tra gli ambiti di ricerca e innovazione, ma non è incluso nello scenario di riferimento utilizzato per la definizione degli obiettivi nazionali di politica energetica e climatica ai sensi del Regolamento UE 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia. Il Piano ne valuta tuttavia il possibile contributo nel lungo termine attraverso uno "scenario esplorativo", volto a rappresentare il potenziale ruolo della tecnologia nucleare nel percorso verso l'obiettivo *Net Zero* al 2050, ipotizzando una capacità installata pari a circa 2 GW al 2040 e 8 GW al 2050. Riprendendo elementi della letteratura scientifica internazionale, nel documento si riporta come "un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, sia 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", anche in ragione della minore produzione effettivamente integrabile delle rinnovabili stesse al crescere dell'installato.

Sensitivity Scenario Power Development 2040

In coerenza con il DDS 2024, nel DDS 2026 si elabora una sensitivity per analizzare le implicazioni sul bilancio elettrico, assumendo la presenza di 2 GW di capacità nucleare al 2040 come indicato dal PNIEC 2024. A parità delle altre condizioni, la tecnologia nucleare contribuirebbe per circa il 3% del fabbisogno elettrico nell'anno target, pari a circa 15TWh, rafforzando l'indipendenza energetica del sistema elettrico attraverso una riduzione sia delle importazioni nette di elettricità sia delle cosiddette importazioni implicite, riconducibili al fabbisogno di combustibili fossili necessari alla generazione termoelettrica (cf. **Figura 40**). Nello scenario Power Development 2040, la quota nucleare si aggiungerebbe al già presente 77% di copertura del fabbisogno da FER, per arrivare ad avere quasi 80% del fabbisogno elettrico soddisfatto da tecnologie a zero emissioni (nucleare e rinnovabili).

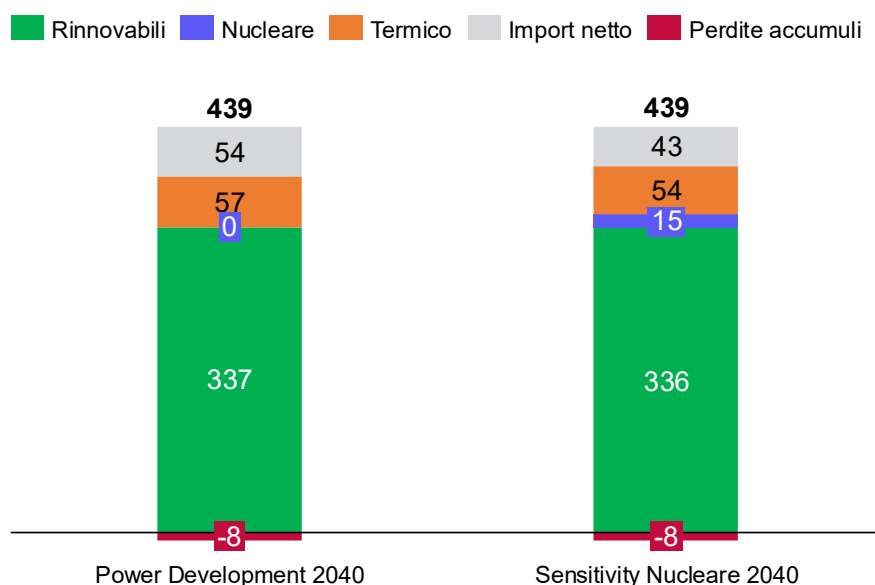


Figura 40 - Bilancio elettrico scenario Power Development e Sensitivity Nucleare al 2040 [TWh]

Il nucleare contribuisce alla copertura del carico di base con una modulazione stagionale, raggiungendo livelli più elevati di copertura del fabbisogno mensile in inverno, quando la producibilità delle rinnovabili è minore, riducendo così il ricorso al termoelettrico a gas. Nei mesi primaverili, invece, la generazione nucleare rimane a livelli inferiori rispetto alla media annua, in considerazione di un fabbisogno residuo più contenuto. Rispetto a uno scenario senza nucleare, in questi mesi si riducono ulteriormente le importazioni e si osservano anche delle situazioni di export verso l'Europa centrale.

Occorre infine evidenziare che il beneficio economico di un ingresso del nucleare nel mix italiano andrebbe valutato non soltanto in termini di costo di generazione della singola tecnologia, ma rispetto al costo complessivo del sistema elettrico. In un sistema caratterizzato da una quota crescente di eolico e fotovoltaico, l'efficienza economica dipende infatti dalla capacità di combinare fonti con caratteristiche differenti: le rinnovabili variabili consentono di produrre energia a bassi costi marginali, gli accumuli permettono di trasferire nel tempo parte dell'energia prodotta in eccesso, mentre una quota di generazione programmabile e low-carbon come il nucleare può coprire una parte del fabbisogno c.d. *baseload*, anche nelle ore in cui la produzione rinnovabile è insufficiente.

Un elemento rilevante per garantire una maggiore efficienza economica riguarda la modalità di contrattualizzazione della produzione nucleare. Considerati l'elevata intensità di capitale, i lunghi tempi di recupero dell'investimento e la vita utile pluridecennale degli impianti, la realizzazione di nuova capacità nucleare difficilmente potrebbe basarsi sulla sola esposizione ai prezzi del mercato spot. Più verosimile sarebbe il ricorso a strumenti di lungo termine in grado di stabilizzare i ricavi e ridurre il rischio finanziario dell'investimento, quali contratti per differenza (*Contracts for Difference*, CfD), accordi di acquisto di lungo periodo o modelli di tipo *Regulated Asset Base*. Ciò determinerebbe un aumento della quota di generazione contrattualizzata a termine, riducendo l'esposizione al prezzo spot, influenzato non solo dal gas ma, in condizioni di scarsità di capacità, anche da markup che possono portarlo al di sopra del costo variabile di un ciclo combinato. Un esempio recente è quello della Polonia, dove nel dicembre 2025 la Commissione Europea ha approvato un pacchetto di aiuti di Stato che include un CfD bilaterale di 40 anni per il nuovo progetto nucleare. Il modello prevede inoltre che circa il 30% dell'investimento sia coperto tramite equity di una nuova società pubblica (*Polskie Elektrownie Jądrowe*, responsabile della realizzazione dell'impianto), mentre il restante 70% sia finanziato a debito, a conferma del ruolo centrale degli strumenti a termine per rendere bancabili investimenti di nuova costruzione.

Un mix equilibrato di rinnovabili, accumuli e nucleare potrebbe contribuire a ridurre il differenziale di costo dell'elettricità tra Italia e altri Paesi europei, riducendo il ricorso alle unità termoelettriche a gas nelle ore in cui queste determinano il prezzo marginale dell'elettricità. Questo aspetto è particolarmente rilevante per l'Italia, dove i prezzi elettrici all'ingrosso restano fortemente sensibili all'andamento del gas naturale.

7.4.5 Evoluzione curtailment e funzionamento dei sistemi di accumulo

La progressiva crescita della generazione da fonti rinnovabili non programmabili determinerà sia un aumento della variabilità del carico residuo,⁴⁰ sia del numero di ore in cui questo assume valori negativi. In tali ore, l'eccesso di produzione può essere assorbito dai sistemi di accumulo o esportato verso altre aree; qualora la capacità complessiva di assorbimento e di esportazione risulti insufficiente, la produzione in eccesso dovrà essere tagliata (c.d. curtailment).

Dalla **Figura 41** emerge come al 2030 e 2040 il fenomeno del curtailment presenti una marcata concentrazione nelle ore centrali della giornata, evidenziando una forte dipendenza dal ciclo giorno-notte e una significativa ricorrenza durante il periodo primaverile, in corrispondenza delle condizioni caratterizzate da elevata produzione fotovoltaica e fabbisogno particolarmente ridotto. Le condizioni osservate nel 2030 si intensificano al 2040 sia in termini di frequenza sia di magnitudo, evidenziando come il curtailment tenda ad assumere un carattere strutturale negli scenari futuri. Difatti, nel 2040 si osserva una maggiore diffusione del fenomeno anche nelle ore serali e notturne, a indicare un contributo crescente dell'eolico.

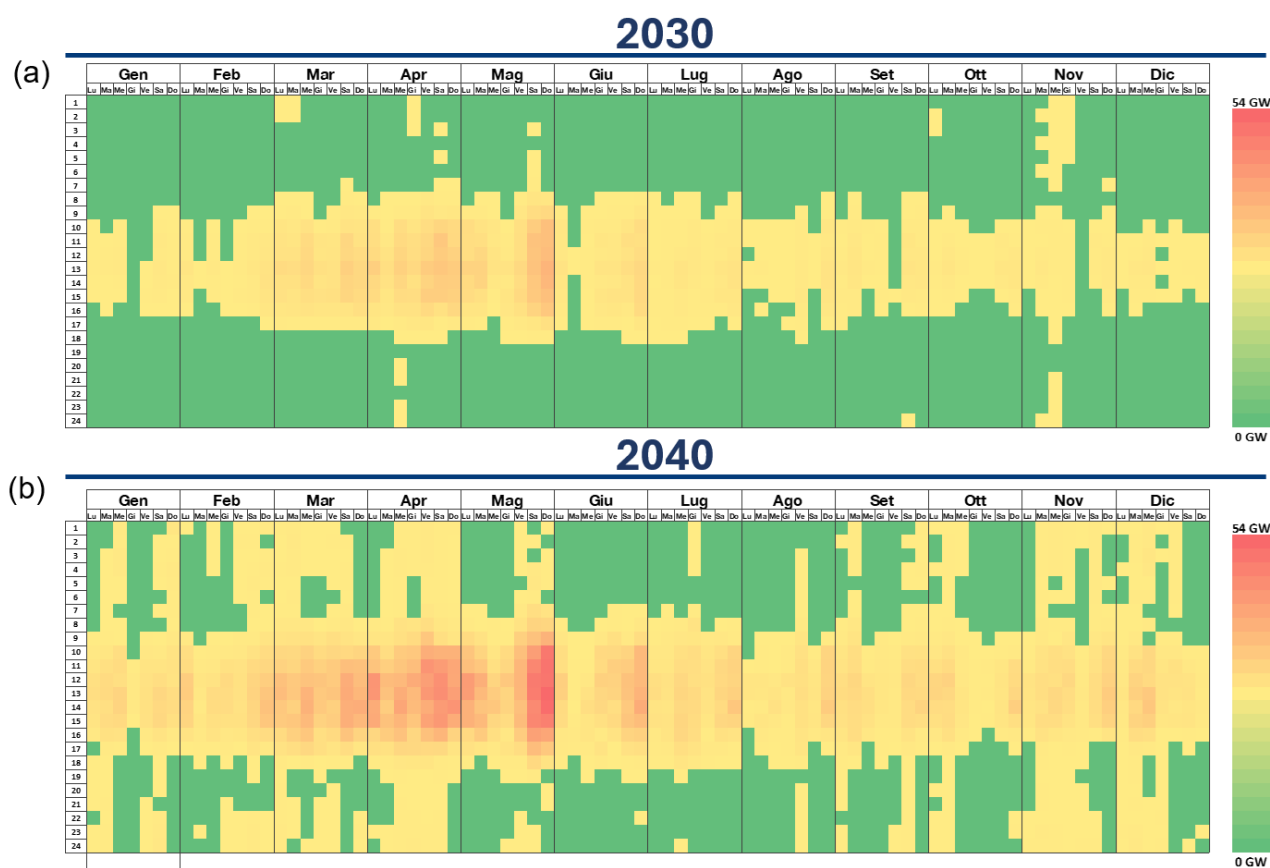


Figura 41 -Heatmap del curtailment per settimana tipo e per scenario (a) Best Estimate 2030 e (b) Power Development 2040

La concentrazione di eccesso di produzione nelle ore centrali della giornata rende particolarmente efficace il contributo dei sistemi di accumulo, che consentono di trasferire nel tempo l'energia prodotta in eccesso attraverso il servizio di "energy shifting". Come illustrato in **Figura 42** per una giornata tipo del mese di giugno 2030, gli accumuli possono immagazzinare l'energia elettrica nei periodi in cui la disponibilità della risorsa rinnovabile è elevata per poi rilasciarla nei periodi in cui tale disponibilità si riduce.

⁴⁰ In questa analisi, il carico residuo è stato calcolato come differenza tra il fabbisogno elettrico e la produzione da fonte solare, eolica e idrica fluente e rappresenta la quota di domanda che deve essere soddisfatta dalle restanti risorse del sistema.

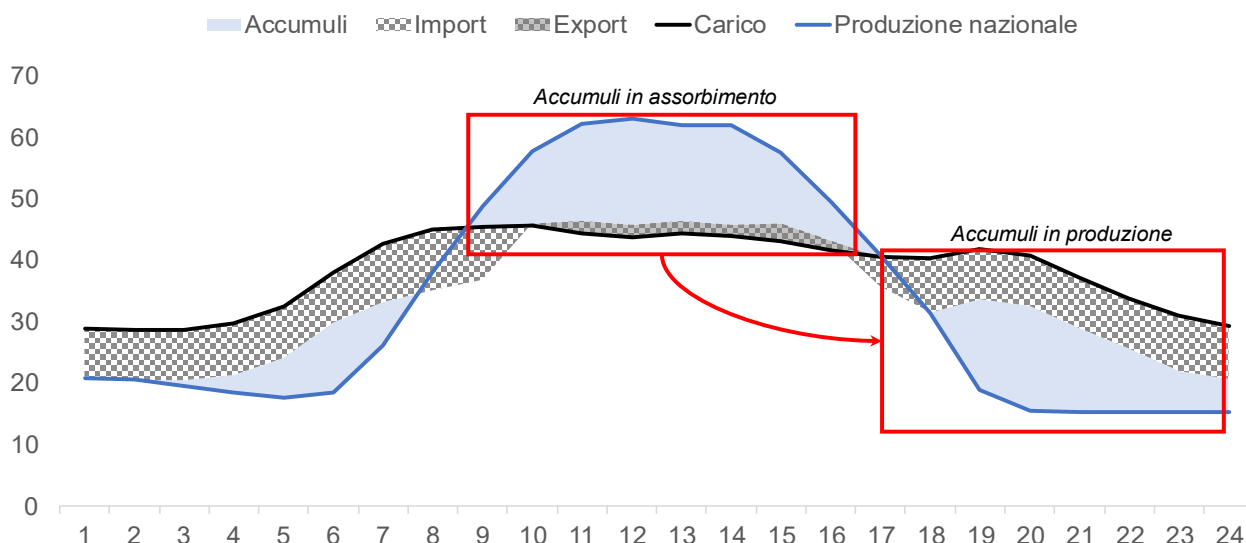


Figura 42 - Bilancio orario di una giornata tipo del mese di giugno 2030 [GW]

L'efficacia degli accumuli nell'integrare la generazione rinnovabile è confermata anche dall'analisi dell'origine dell'energia immagazzinata. Come mostrato in **Figura 43**, già nello scenario 2030 oltre il 90% dell'energia caricata negli accumuli proviene da fonti rinnovabili nella maggior parte delle zone italiane, ad esclusione del Nord Italia in cui il ruolo delle importazioni dall'estero e della generazione termoelettrica sono più elevati. Tale evidenza conferma come gli accumuli siano utilizzati prevalentemente per assorbire l'energia prodotta da impianti eolici e fotovoltaici.

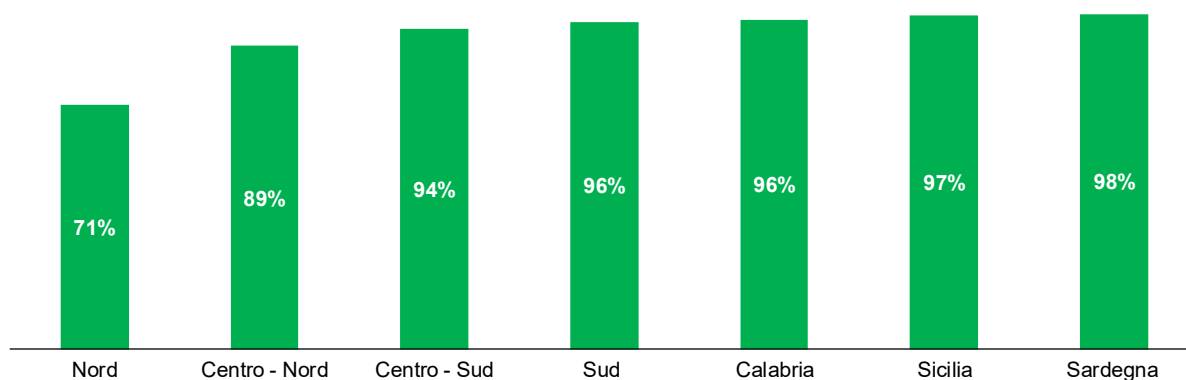


Figura 43 - Quota di energia rinnovabile immagazzinata dagli accumuli nello scenario Best Estimate 2030 [%]

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.



8.

Scenari del sistema gas

8 Scenari del sistema gas

Il seguente capitolo analizza l'evoluzione del sistema gas a partire dalla situazione osservata nel 2025 e ne sviluppa le possibili traiettorie fino al 2040. Dopo una ricostruzione della domanda e dell'offerta nella situazione attuale, vengono presentati il Best Estimate 2030 e, per il 2035 e il 2040, i due scenari alternativi Energy Integration e Power Development. Per ciascun orizzonte temporale, la domanda complessiva viene dapprima rappresentata per vettore e successivamente approfondita distinguendo il metano, con il dettaglio dei principali settori di consumo, e l'idrogeno, con i relativi impieghi finali. Il capitolo esamina inoltre la domanda giornaliera in condizioni di punta invernale e di domanda estiva, le modalità di copertura della domanda di gas naturale, biometano e idrogeno e il ruolo della cattura, del trasporto e dello stoccaggio della CO₂.

La situazione attuale e le serie storiche rappresentano la domanda osservata di metano, inteso come somma di gas naturale e biometano. Negli orizzonti prospettici, il termine gas comprende invece tre componenti, espresse su una base energetica comune: gas naturale, biometano e idrogeno rinnovabile. La domanda complessiva di gas è quindi calcolata sommando al metano esclusivamente l'idrogeno rinnovabile. L'idrogeno grigio e l'idrogeno a basse emissioni di carbonio prodotto da gas naturale mediante reforming con cattura della CO₂ non vengono aggiunti, poiché il gas naturale utilizzato per produrli, incluse le perdite associate al rendimento del processo, è già compreso nella domanda di metano. L'aggiunta dell'idrogeno prodotto determinerebbe pertanto un doppio conteggio, considerando sia il gas naturale utilizzato in ingresso sia l'idrogeno ottenuto in uscita. Nelle sezioni dedicate all'approfondimento dell'idrogeno, il perimetro cambia intenzionalmente: la domanda è rappresentata come somma di idrogeno rinnovabile e idrogeno a basse emissioni di carbonio, mentre l'idrogeno grigio rimane escluso. Di conseguenza, i valori riportati nell'approfondimento sull'idrogeno non possono essere sommati integralmente alla domanda di metano.

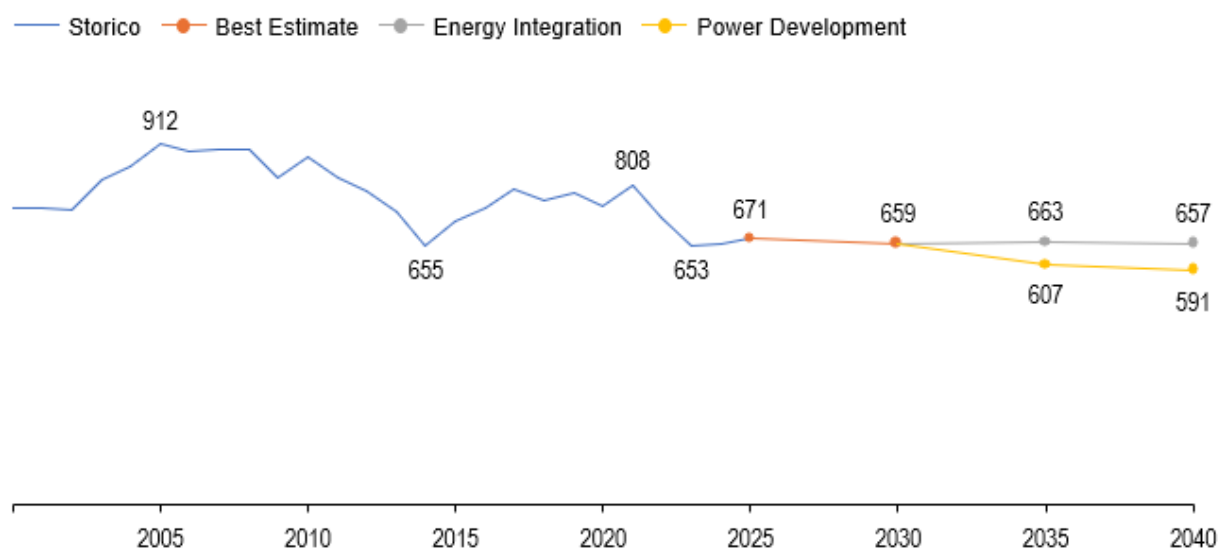


Figura 44 - Domanda gas 2000 - 2040 [TWh]

Nella **Figura 44** è rappresentato l'andamento della domanda gas dal 2000 fino al 2040. I dati storici evidenziano una crescita dei consumi fino al 2005. Nel periodo successivo, fino al 2015, si osserva il rilevante impatto sui consumi di energia delle crisi economiche del 2009 del 2012 e delle condizioni climatiche miti e piovose del 2014. La ripresa dei consumi registrata fino al 2021 è seguita dalla crisi Russo-Ucraina e dalle misure di contenimento e di efficientamento dei consumi che hanno impattato gli anni successivi.

Per quanto riguarda le proiezioni future, sono riportate le traiettorie degli scenari che evidenziano la resilienza del sistema gas nel lungo termine. In particolare, nello scenario Energy Integration i consumi di gas rimangono stabili intorno ai 660 TWh. Nello scenario Power Development, si osserva una limitata riduzione della domanda di gas rispetto alla situazione attuale, con parte più rilevante della domanda di gas naturale che viene sostituita dal massimo sviluppo dei gas verdi (idrogeno rinnovabile e biometano).

La domanda gas è articolata nelle seguenti categorie:

- civile, comprensivo dei settori residenziale e terziario;
- industria;
- trasporti, inclusi i bunkeraggi marittimi internazionali;
- altri usi;
- termoelettrico e produzione di calore.

Nei trasporti, la domanda di metano comprende sia il gas naturale compresso, CNG, sia il gas naturale liquefatto, GNL. La ripartizione tra le due componenti e tra i principali segmenti della mobilità è riportata negli approfondimenti settoriali. Il consumo connesso al trasporto del gas tramite pipeline non è invece incluso nei trasporti, ma è contabilizzato tra gli altri usi, coerentemente con la rappresentazione del bilancio gas⁴¹. La categoria altri usi comprende agricoltura e pesca, usi non energetici, consumi del settore energetico e consumi e perdite del sistema gas. Vi rientrano, in particolare, i consumi delle raffinerie, il gas destinato ai processi di reforming, i consumi connessi al trasporto del gas tramite pipeline e le perdite delle reti di trasporto e distribuzione. Nella domanda di idrogeno, la categoria comprende inoltre il vettore impiegato come materia prima per la produzione di combustibili sintetici, quali diesel e jet-fuel.

Tutte le grandezze energetiche espresse in TWh sono calcolate sul potere calorifico superiore, PCS. Per il metano è adottato un PCS convenzionale pari a 10,57275 kWh/Sm³, mentre per l'idrogeno è utilizzato un PCS pari a 142,0 MJ/kg. L'impiego del PCS consente di mantenere coerenza tra il presente documento e il Piano Unico Decennale⁴². I volumi di idrogeno riportati nelle tabelle non rappresentano volumi fisici di idrogeno, ma Gm³ equivalenti di metano. La conversione delle grandezze energetiche in volumi equivalenti avviene pertanto utilizzando il PCS del metano:

$$Gm^3 \text{ equivalenti di metano} = \frac{TWh}{10,57275}$$

Tale convenzione consente di confrontare e sommare vettori differenti su una base energetica omogenea, ma non implica equivalenza fisica o intercambiabilità tra metano e idrogeno. Per ulteriori dettagli sulle assunzioni, sui criteri di classificazione e sulle metodologie di conversione e contabilizzazione adottate, si rimanda al capitolo 13 (ANNEX IV: Criteri metodologici per la rappresentazione della domanda di gas).

8.1 Domanda di gas nella situazione attuale

Nel 2025 la domanda di gas in Italia è stata pari a 671 TWh (63,4 Gm³), in aumento di circa 13 TWh (1,3 Gm³), pari al +2,0%, rispetto all'anno precedente. La crescita è riconducibile principalmente al maggiore consumo del settore termoelettrico, che ha compensato la riduzione della produzione idroelettrica e delle importazioni di energia elettrica. I consumi dei settori civile e industriale sono invece rimasti sostanzialmente stabili rispetto ai livelli registrati nel 2024. Più in dettaglio, nel settore civile, la domanda si è ridotta di appena -3 TWh (28 Mm³), pari al -0,1%, considerando complessivamente le componenti residenziale e terziaria. Tale andamento riflette condizioni climatiche nel complesso analoghe a quelle del 2024. L'evoluzione delle temperature e del conseguente fabbisogno di riscaldamento degli edifici non ha infatti determinato variazioni significative dei consumi, che sono rimasti pressoché invariati rispetto all'anno precedente. Il settore termoelettrico, includendo anche il gas impiegato per la produzione di calore cogenerato e venduto, ha registrato consumi pari a 266 TWh (25,2 Gm³), in aumento di circa 17 TWh (1,5 Gm³), pari al +7%, rispetto al 2024. L'incremento è riconducibile principalmente alla minore produzione idroelettrica, diminuita di circa 11 TWh, pari circa al -21%, dopo i livelli particolarmente elevati raggiunti nel 2024, e alla riduzione delle importazioni nette di energia elettrica, pari a circa 4 TWh, corrispondenti al -8%. Queste dinamiche hanno determinato un maggiore ricorso alla generazione nazionale da gas. Parallelamente, anche la produzione eolica e fotovoltaica è aumentata complessivamente di circa 10 TWh, pari al +14%, sostenuta dalla crescita della capacità installata. La domanda di gas per gli usi energetici del settore industriale si è attestata a 122 TWh (11,6 Gm³), registrando una riduzione di circa 2 TWh (0,1 Gm³), pari al -1%, rispetto all'anno precedente. L'andamento si inserisce in un quadro macroeconomico ancora debole, caratterizzato nel 2025 da una diminuzione del -0,3%⁴³ dell'indice della produzione industriale corretto per gli effetti di calendario rispetto al 2024. L'analisi mensile dei prelievi delle utenze industriali direttamente allacciate alla rete di trasporto evidenzia un profilo complessivamente analogo a quello dell'anno precedente, con consumi più elevati

⁴¹ La classificazione del pipeline transport adottata nel bilancio gas differisce da quella utilizzata nel bilancio energetico Eurostat. Nelle altre sezioni del documento, quando vengono calcolati indicatori quali il consumo finale di energia, FEC, o le emissioni settoriali, il relativo consumo è attribuito ai trasporti secondo le regole applicabili a tali indicatori. La differenza riguarda quindi esclusivamente l'attribuzione settoriale e non modifica il consumo complessivo rappresentato.

⁴² Le grandezze energetiche sono espresse in termini di potere calorifico superiore, in coerenza con quanto indicato nell'Allegato A alla delibera ARERA 234/2026/R/gas, relativo alla valutazione del Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2025. L'Allegato richiede infatti di assicurare coerenza tra il Documento di Descrizione degli Scenari e il Piano nella conversione della domanda di gas da unità volumetriche a unità energetiche, con particolare riferimento al potere calorifico adottato.

⁴³ [Indici generali della produzione industriale corretti per gli effetti di calendario \(ISTAT\)](#)

nei mesi di marzo, ottobre e novembre. Rispetto alla media dei cinque anni precedenti, i consumi industriali risultano inferiori di circa il -5%, corrispondente a circa 5 TWh (0,4 Gm³). Nel settore dei trasporti, i consumi di gas sono stati pari a circa 10 TWh (0,9 Gm³), costante rispetto al 2024. La dinamica riflette soprattutto il calo dei consumi di gas naturale compresso, anche in relazione alla progressiva riduzione dell'offerta di autovetture a metano da parte delle case automobilistiche, a cui si contrappone la crescita del consumo di GNL, sempre più utilizzato come carburante alternativo al gasolio nel trasporto pesante.

Nei primi nove mesi del 2026, la domanda complessiva di gas è aumentata di circa il 2%, sostenuta principalmente dalla crescita consumi del settore termoelettrico, pari a circa l'11%. In **Tabella 21** è riportata la domanda annua per settore negli ultimi sei anni.

Tabella 21 – Domanda annua di gas 2020-2025 (TWh @PCS)

METANO	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Civile	292	300	258	238	244	241
Industria	105	150	131	125	124	122
Trasporti	10	12	10	9	10	10
Altri usi	35	35	32	29	30	31
Termoelettrico e Calore	313	310	297	253	250	266
Domanda di Metano	754	808	726	653	658	671
<i>Normalizzato per la temperatura⁴⁴</i>	<i>(757)</i>	<i>(792)</i>	<i>(734)</i>	<i>(668)</i>	<i>(666)</i>	<i>(680)</i>
<i>di cui biometano</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>

Nella **Figura 45** si rappresenta il trend di domanda degli ultimi tre anni con dettaglio delle variazioni annuali distinte per segmento. Il termoelettrico è responsabile della maggior parte dell'aumento di domanda osservato, un trend che si è confermato anche nei primi nove mesi del 2026.

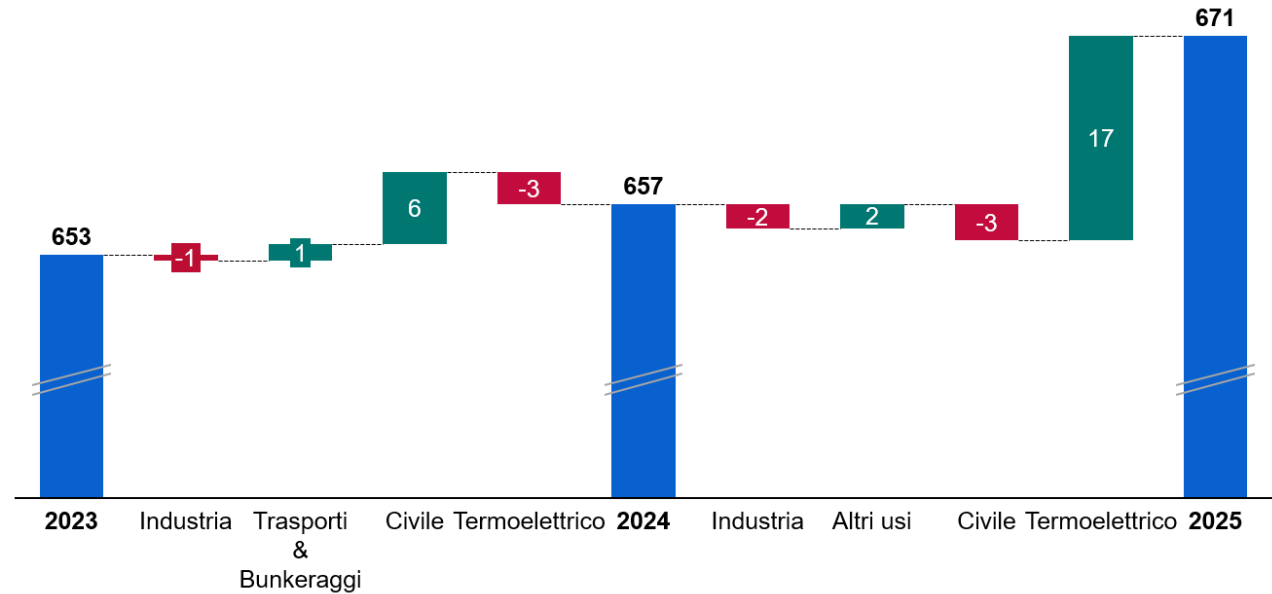


Figura 45 - Scomposizione della variazione della domanda di gas nazionale tra il 2023 e il 2025 [TWh @PCS]

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas nel 2025, 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 3745 GWh/g (354 Mm³/g), registrata

⁴⁴ La normalizzazione è effettuata rispetto alla temperatura media degli ultimi dieci anni e rappresenta il livello di consumo che si sarebbe osservato in presenza di condizioni climatiche medie. Se il consumo normalizzato risulta superiore a quello osservato, significa che l'anno è stato più mite della media e che le temperature hanno contribuito a ridurre la domanda di gas; viceversa, se il valore normalizzato è inferiore a quello osservato, l'anno è stato più freddo della media e le condizioni meteorologiche hanno sostenuto i consumi.

mercoledì 15 gennaio 2025, superiore rispetto al 2024 del 4,2%.

La domanda di punta è stata sostenuta dalla domanda delle reti di distribuzione, pari a 2041 GWh/g (193 Mm³/g) (11 GWh rispetto al 2024).

Per quanto inerente domanda di picco termoelettrica, il massimo assoluto è stato raggiunto lunedì 20 gennaio con un valore pari a 1248 GWh/g (118 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 3200 GWh/g (300 Mm³/g), come avvenuto nel 2012, quando si è raggiunto il massimo storico sulla rete pari a 4910 GWh/g (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 4496 GWh/g (425 Mm³/g) ed una temperatura media nazionale di -1°C. La domanda giornaliera media estiva risulta leggermente più alta e nel 2025 si è attestata a 1565 GWh/g (148 Mm³/g) con riferimento al prelievo medio dei giorni feriali del mese di luglio. In **Figura 46** è riportato l'andamento dei prelievi giornalieri del 2025, divisi per settore.

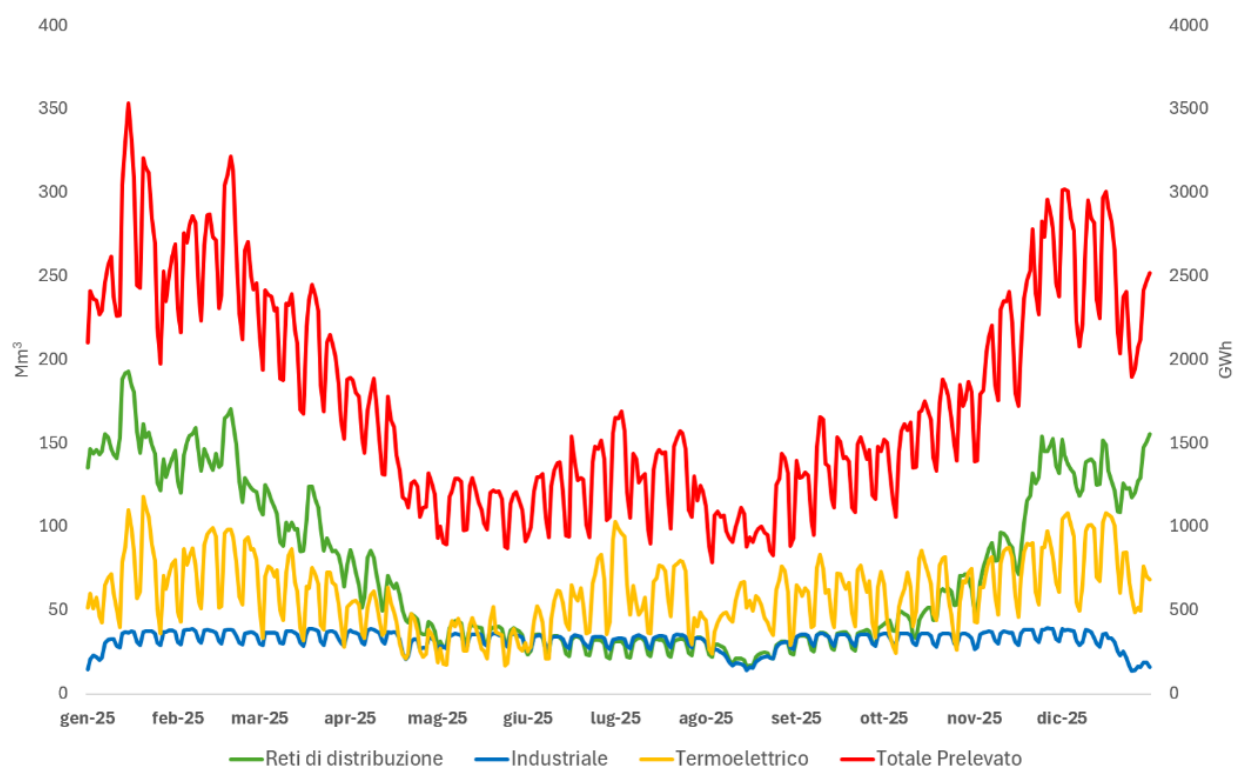


Figura 46 - Andamento dei prelievi giornalieri del 2025 (valori espressi in milioni di Sm³ e GWh)

Box di approfondimento 7 – L'idrogeno in Italia: domanda attuale⁴⁵

Nel 2024 il consumo italiano di idrogeno è stimato in circa 20,2 TWh ed è quasi interamente riconducibile a impieghi industriali consolidati. La raffinazione dei prodotti petroliferi rappresenta il principale settore di utilizzo, con una domanda di circa 17,7 TWh, mentre i restanti circa 2,5 TWh sono impiegati per la produzione di ammoniaca. Nel triennio 2022-2024, il consumo complessivo è diminuito da circa 22,8 TWh nel 2022 a 20,0 TWh nel 2023, per poi registrare un lieve aumento nel 2024, raggiungendo 20,2 TWh. Tale andamento riflette principalmente le variazioni nei livelli di attività degli impianti industriali, in particolare delle raffinerie e del polo di produzione dell'ammoniaca di Ferrara. La domanda è fortemente concentrata nei principali poli italiani della raffinazione e della chimica. Nel 2024 i maggiori consumi si registrano a Milazzo, con circa 4,0 TWh, Sannazzaro de' Burgondi, con circa 3,0 TWh, Sarroch e Ferrara, entrambi con circa 2,5 TWh, e Taranto, con circa 2,3 TWh. Ulteriori consumi rilevanti sono localizzati ad Augusta, San Martino di Trecate, Priolo, Gela, Falconara Marittima, Porto Marghera, Melilli e Busalla. Rispetto agli impieghi industriali, il consumo di idrogeno nella mobilità rimane marginale. La diffusione delle autovetture a celle a combustibile è ancora molto contenuta, mentre segnali più visibili, seppure limitati, si osservano nel segmento degli autobus e degli altri mezzi per il trasporto collettivo. Nella categoria M2 e M3 sono state registrare 44 nuove immatricolazioni nel 2024 e 34 nel 2025. Lo sviluppo del mercato è condizionato anche dalla limitata disponibilità di infrastrutture di rifornimento. La domanda industriale è attualmente soddisfatta soprattutto mediante steam methane reforming, processo nel quale il metano reagisce con il vapore generando idrogeno e CO₂. Quando la CO₂ prodotta viene rilasciata in atmosfera, l'idrogeno così ottenuto viene comunemente definito idrogeno grigio. Gli impianti di reforming sono generalmente localizzati all'interno o in prossimità dei siti di utilizzo e alimentano principalmente le raffinerie e impianti per la produzione di ammoniaca. Nella seguente **Figura 47** è riportata la mappa che mostra la distribuzione nelle regioni italiane di domanda di idrogeno nel 2024.

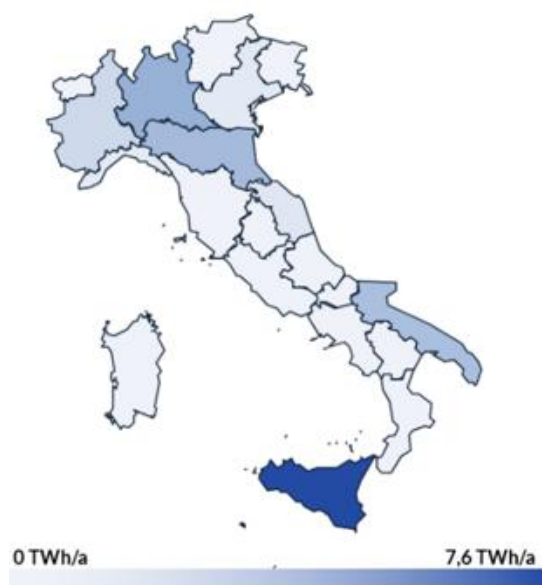


Figura 47 - Distribuzione regionale della domanda di idrogeno in Italia nel 2024

⁴⁵ Elaborazioni Snam su dati [European Hydrogen Observatory](#). I valori energetici sono calcolati assumendo per l'idrogeno un contenuto energetico pari a 142 MJ/kg.

8.2 La domanda di gas al 2030

Il Best Estimate 2030 rappresenta una previsione della domanda di gas basata sulle dinamiche storiche più recenti, sulle tendenze già osservabili e sulle evoluzioni attese nei principali settori di consumo.

Lo scenario incorpora:

- un livello minimo di efficientamento energetico nei settori civile e industriale;
- una moderata crescita della produzione industriale, accompagnata dalla progressiva trasformazione tecnologica del comparto siderurgico;
- una progressiva diffusione della mobilità elettrica e dei biocombustibili guidata dalle dinamiche attese di mercato⁴⁶.

Sulla base di tali ipotesi è stata definita la traiettoria della domanda complessiva di gas, che nel Best Estimate 2030 raggiunge 62,3 Gm³ equivalenti di metano, pari a 658,9 TWh. La domanda è costituita quasi interamente da metano, pari a 62,2 Gm³, di cui 60,2 Gm³ di gas naturale e 2,0 Gm³ di biometano. Il contributo dell'idrogeno rinnovabile è ancora limitato e ammonta a circa 0,1 Gm³ equivalenti di metano. **Tabella 22** riporta la domanda di gas al 2030 per lo scenario Best Estimate, ripartita tra molecole.

Tabella 22 – Domanda gas al 2030

SCENARIO	Best Estimate 2030	
	Gm ³	TWh
GAS NATURALE	60,2	636,7
BIOMETANO	2,0	20,7
IDROGENO RINNOVABILE (Gm ³ metano eq.)	0,1	1,5
TOTALE	62,3	658,9

La **Figura 48** mostra i contributi settoriali della variazione della domanda tra il 2025 e lo scenario Best Estimate 2030.

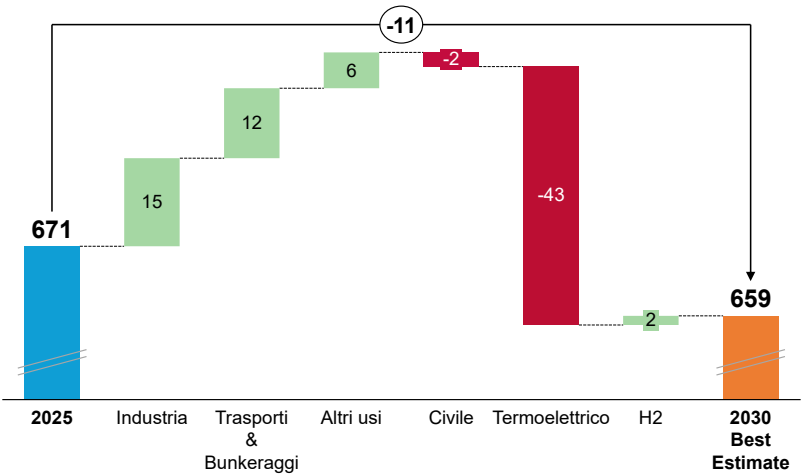


Figura 48 - Driver domanda gas 2025 – 2030 [TWh @ PCS]

⁴⁶ La traiettoria non assume quindi un'evoluzione del parco veicolare determinata necessariamente dal pieno conseguimento dell'obiettivo europeo di riduzione del 90% delle emissioni dei nuovi veicoli dal 2035 e dei target normativi, tra cui il target FER-T (dalla Direttiva (UE) 2023/2413 (RED III), recepita nell'ordinamento italiano con il D.Lgs. 9 gennaio 2026, n. 5), pur collocandosi in prossimità della soglia minima europea di quest'ultimo.

Metano

Nel Best Estimate 2030, la domanda complessiva di metano, intesa come somma di gas naturale e biometano, è pari a 62,2 Gm³, corrispondenti a 657,4 TWh.

Il settore civile rappresenta la principale componente della domanda, con 22,7 Gm³, seguito dal settore termoelettrico e della produzione di calore, con 20,7 Gm³, e dal settore industriale, con 13,2 Gm³. Gli altri usi assorbono complessivamente 3,5 Gm³, mentre la domanda dei trasporti, inclusi i bunkeraggi marittimi internazionali, è pari a 2,0 Gm³. In **Tabella 23** è riportata la domanda di metano nello scenario Best Estimate 2030 ripartita per settore.

Tabella 23 – METANO: domanda al 2030

METANO	Best Estimate 2030	
	Gm ³	TWh
Totale	62,2	657,4
Civile	22,7	240,0
Industria	13,2	140,0
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	2,0	21,6
Altri usi	3,5	36,7
Termoelettrico e Calore	20,7	219,1

Nel settore civile, la domanda di metano diminuisce di circa 1,2 Gm³ rispetto ai livelli normalizzati del 2025, riflettendo il graduale miglioramento dell’efficienza energetica degli edifici e il rinnovo dei sistemi di riscaldamento. Nello specifico, la riduzione del fabbisogno termico è sostenuta dalle ristrutturazioni profonde e dal progressivo rinnovo del parco edilizio e degli impianti. Le nuove abitazioni sostituiscono gli edifici più vetusti, senza determinare un aumento del numero complessivo di abitazioni, e sono dotate prevalentemente di pompe di calore. Queste ultime sono inoltre installate in sostituzione delle caldaie esistenti, mantenendo tuttavia un ritmo di diffusione complessivo in linea con i livelli osservati negli ultimi anni. Nel complesso, lo scenario incorpora quindi un livello minimo di efficientamento, senza assumere la prosecuzione degli elevati ritmi di ristrutturazione sostenuti da misure straordinarie quali il Superbonus. Tra gli altri vettori, gli impianti a biomassa rimangono sostanzialmente stabili, mentre le caldaie alimentate a diesel e GPL diminuiscono progressivamente. Il teleriscaldamento segue invece una traiettoria di crescita, ampliando progressivamente il numero di unità immobiliari servite.

La domanda del settore industriale registra una crescita rispetto ai livelli storici più recenti. L’evoluzione riflette una moderata espansione dell’attività produttiva, correlata all’andamento dell’indice di produzione industriale, i cui effetti sulla domanda di metano sono sostanzialmente compensati dal graduale miglioramento dell’efficienza energetica. Inoltre, in continuità con il quadro evolutivo delineato nell’aggiornamento definitivo del PNIEC, presentato nel 2024, il Best Estimate 2030 considera una progressiva trasformazione dei processi produttivi del settore siderurgico, anche attraverso la possibile diffusione di tecnologie basate sulla riduzione diretta del minerale di ferro⁴⁷.

La domanda nel settore dei trasporti raggiunge 2,0 Gm³. Di questi, 1,2 Gm³ sono destinati ai trasporti nazionali e 0,8 Gm³ ai bunkeraggi marittimi internazionali. Nell’ambito dei trasporti nazionali, circa 0,7 Gm³ sono riconducibili al CNG e poco meno di 0,5 Gm³ al GNL. Una quota significativa della domanda settoriale, pari a circa 0,9 Gm³, può essere soddisfatta attraverso il biometano, contribuendo alla riduzione delle emissioni associate ai consumi di gas nei trasporti. Questa ripartizione riflette dinamiche differenziate tra i diversi segmenti della mobilità. La domanda di mobilità nel trasporto merci, elaborata a partire dallo Scenario di Riferimento del PNIEC 2024, aumenta rispetto agli ultimi anni storici. Tale crescita sostiene la domanda di GNL nel trasporto pesante e nei bunkeraggi marittimi internazionali, mentre i consumi di CNG nel trasporto leggero diminuiscono progressivamente. Per le autovetture, la riduzione del CNG riflette la sostanziale assenza di nuovi modelli a metano sul mercato. Il parco esistente continua quindi a essere utilizzato fino al termine della vita utile, senza essere sostituito da nuove autovetture CNG. Nel segmento dei van permane invece un’offerta limitata di modelli a metano. Il CNG mantiene inoltre un ruolo nel trasporto pubblico locale, grazie alla prosecuzione dell’impiego di autobus alimentati a gas naturale.

⁴⁷ La quantificazione dei consumi rappresenta un’ipotesi settoriale aggregata e non presuppone la realizzazione di specifici progetti. L’effettivo impatto sulla domanda energetica nazionale dipenderà infatti dalle tecnologie adottate e dalla localizzazione, in Italia o all’estero, delle diverse fasi del processo produttivo.

Gli altri usi, pari complessivamente a 3,5 Gm³ nel 2030, riflettono dinamiche differenziate. Il lieve aumento dei consumi del settore energetico deriva dalla progressiva ricomposizione delle attività comprese nell'aggregato. La riduzione della produzione di prodotti petroliferi tradizionali è accompagnata dalla crescita dei biocombustibili liquidi, caratterizzati da specifici fabbisogni energetici e di idrogeno nei processi di trattamento e conversione. Nello scenario, tale idrogeno è prodotto principalmente mediante reforming del gas naturale. Contribuiscono inoltre i consumi operativi del sistema gas associati al ricorso al GNL per l'approvvigionamento nazionale. L'aumento degli usi non energetici riflette invece una progressiva normalizzazione della filiera nazionale dei fertilizzanti, con un maggiore utilizzo degli impianti esistenti e un conseguente incremento dell'impiego di gas naturale come materia prima nella produzione domestica di ammoniaca.

Infine, la domanda di metano per il settore termoelettrico e la produzione di calore è pari a 20,7 Gm³. Il consumo è associato a una produzione elettrica da gas di circa 82 TWh e alla produzione di calore, la cui domanda complessiva è prevista in lieve crescita anche per effetto dello sviluppo del teleriscaldamento. La crescente penetrazione delle fonti rinnovabili determina un progressivo disaccoppiamento tra la capacità termoelettrica necessaria a garantire l'adequatezza del sistema e l'energia effettivamente prodotta dagli impianti a gas. Il parco rimane disponibile per coprire il carico residuo nelle ore caratterizzate da una minore produzione rinnovabile, ma opera per un numero inferiore di ore e con un profilo più discontinuo. Il maggiore ricorso ad avviamenti, variazioni di carico e funzionamento a carico parziale riduce pertanto il rendimento medio effettivo degli impianti. A questo effetto si aggiunge una ricomposizione delle tecnologie impiegate. Si riduce il ricorso alla cogenerazione convenzionale, la cui produzione elettrica è progressivamente sostituita dalle fonti rinnovabili, mentre si mantiene la cogenerazione ad alto rendimento. Aumenta inoltre il contributo degli impianti più flessibili, in particolare dei turbogas, che presentano tempi di avviamento più rapidi ma rendimenti inferiori rispetto ai cicli combinati. Parallelamente, una quota crescente della domanda di calore è soddisfatta mediante caldaie a gas di integrazione. Tali impianti garantiscono la copertura dei picchi e la continuità del servizio, ma, a differenza della cogenerazione, non producono contestualmente energia elettrica. Nel complesso, il minor utilizzo della cogenerazione convenzionale, il maggiore ricorso a turbogas e caldaie di integrazione e il funzionamento più discontinuo degli impianti determinano una riduzione del rapporto tra la produzione elettrica e il consumo complessivo di gas destinato alla produzione di elettricità e calore. Una quota maggiore del combustibile è quindi impiegata per garantire adeguatezza, flessibilità e copertura della domanda termica, con una conseguente riduzione dell'energia elettrica prodotta per unità di gas consumato. Tale evoluzione riflette le specifiche ipotesi di dispacciamento e di utilizzo del parco adottate nello scenario elettrico e non rappresenta un esito univoco o predeterminato. Il contributo delle diverse tecnologie, inclusa la cogenerazione, potrà infatti variare in funzione dell'evoluzione del mercato elettrico, della domanda di calore e del quadro regolatorio. Al fine di valutare la robustezza delle ipotesi sottostanti allo scenario è stata inoltre sviluppata una sensitivity Low RES, caratterizzata da una minore crescita della capacità eolica e da condizioni idrologiche particolarmente sfavorevoli, comparabili a quelle osservate nel 2022. In tale configurazione la minore disponibilità di generazione rinnovabile determina un maggiore ricorso agli impianti alimentati a gas naturale, con una produzione termoelettrica che raggiunge circa 108,5 TWh e un consumo di metano pari a 26,4 Gm³.

Idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio

Nel Best Estimate 2030, la domanda complessiva di idrogeno rinnovabile è pari a circa 1,5 TWh, equivalenti a 0,1 Gm³ di metano. La stima adotta un approccio cautelativo, basato sui progetti già individuati e caratterizzati da un livello di maturità compatibile con l'entrata in esercizio entro il 2030, comprese le iniziative sviluppate nell'ambito degli IPCEI. La domanda è concentrata principalmente nel settore della raffinazione, e una minima parte alla mobilità. Tale domanda è associata all'impiego di idrogeno rinnovabile negli autobus a celle a combustibile e tiene conto dei progetti di rinnovo delle flotte del trasporto pubblico locale già avviati in diverse città italiane, sostenuti anche dal PNRR e accompagnati dallo sviluppo delle relative infrastrutture di rifornimento. Non sono previsti consumi significativi nei settori civile, industriale, termoelettrico e della produzione di calore. La domanda considerata non riflette il pieno conseguimento dei target della RED III. Il divario rispetto agli obiettivi normativi riguarda il settore industriale e dei trasporti, nei quali sarebbe necessario accelerare significativamente lo sviluppo della capacità di elettrolisi, della produzione rinnovabile aggiuntiva e delle infrastrutture necessarie alla distribuzione e agli utilizzi finali dell'idrogeno. La realizzazione di tali investimenti entro il 2030 appare particolarmente sfidante, tenuto conto dei tempi richiesti per le autorizzazioni, la fornitura delle apparecchiature, la costruzione e l'entrata in esercizio degli impianti.

Nel 2030 non è previsto un contributo dell'idrogeno blu, che viene introdotto negli orizzonti temporali successivi in funzione dello sviluppo delle tecnologie e delle infrastrutture di cattura e stoccaggio della CO₂.

8.3 La domanda di gas al 2035

A differenza del 2030, per il quale è stata elaborata una previsione unica, l'orizzonte 2035 è rappresentato attraverso due scenari alternativi, denominati Energy Integration e Power Development. I due scenari assumono come punto di partenza comune il Best Estimate 2030 e condividono le medesime ipotesi demografiche e occupazionali, ma si differenziano per l'intensità della crescita economica, dell'innovazione e degli investimenti, nonché per la velocità della trasformazione del sistema energetico.

Lo scenario Energy Integration si sviluppa in un contesto di crescita economica più contenuta e di moderata evoluzione degli investimenti. La decarbonizzazione prosegue in continuità con le tendenze storiche, senza ulteriori accelerazioni rispetto alle dinamiche già osservate. L'efficienza energetica, l'elettrificazione e le fonti rinnovabili continuano quindi a crescere gradualmente, mentre le nuove tecnologie e i vettori a basse emissioni vengono integrati nell'assetto esistente secondo tempi coerenti con la loro maturità e competitività. In tale contesto, il gas naturale mantiene un ruolo rilevante negli usi finali, nella generazione elettrica, nell'adeguatezza del sistema e nella sicurezza degli approvvigionamenti.

Lo scenario Power Development si colloca invece in un contesto economico più dinamico, sostenuto da una maggiore capacità di innovazione e di investimento. Il più rapido rinnovo degli impianti, delle infrastrutture e delle tecnologie favorisce un'accelerazione dell'efficienza energetica, dell'elettrificazione, delle fonti rinnovabili e dello sviluppo dei vettori a basse emissioni, tra cui biometano e idrogeno. Lo scenario è pertanto orientato a conseguire, per quanto ragionevolmente possibile, gli obiettivi europei e a collocare il sistema energetico su una traiettoria coerente con il raggiungimento della neutralità climatica.

Su queste basi è stata definita l'evoluzione della domanda di gas al 2035. Nello scenario Energy Integration 2035, la domanda complessiva di gas è pari a 62,7 Gm³ equivalenti di metano, corrispondenti a 663,0 TWh. La domanda è costituita prevalentemente da metano, pari a 61,5 Gm³, di cui 58 Gm³ di gas naturale e 3,4 Gm³ di biometano. Il contributo dell'idrogeno rinnovabile ammonta a 1,2 Gm³ equivalenti di metano. Nello scenario Power Development 2035, la domanda complessiva di gas si riduce a 57,4 Gm³ equivalenti di metano, corrispondenti a 607,1 TWh. La domanda di metano è pari a 53,5 Gm³, di cui 48,1 Gm³ di gas naturale e 5,4 Gm³ di biometano. Il contributo dell'idrogeno rinnovabile risulta significativamente maggiore e raggiunge 3,9 Gm³ equivalenti di metano. **Tabella 24** riporta la domanda di gas al 2035 rispettivamente per lo scenario Energy Integration e Power Development, ripartita tra molecole.

Tabella 24 – Domanda gas al 2035

SCENARIO	Energy Integration 2035		Power Development 2035	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
GAS NATURALE	58,0	613,5	48,1	508,8
BIOMETANO	3,4	36,4	5,4	57,3
IDROGENO RINNOVABILE (Gm ³ metano eq.)	1,2	13,1	3,9	41,1
TOTALE	62,7	663,0	57,4	607,1

Metano

Nel 2035, la domanda complessiva di metano è pari a 61,5 Gm³ nello scenario Energy Integration e a 53,5 Gm³ nello scenario Power Development, corrispondenti rispettivamente a 649,9TWh e 566,0 TWh.

Nello scenario Energy Integration, il settore civile rappresenta la principale componente della domanda, con 20,9 Gm³, seguito dal settore termoelettrico e della produzione di calore, con 20,6 Gm³, e dal settore industriale, con 14,1 Gm³. La domanda dei trasporti, inclusi i bunkeraggi marittimi internazionali, è pari a 2,7 Gm³, mentre gli altri usi assorbono complessivamente 3,2 Gm³.

Nello scenario Power Development, il settore civile rimane la principale componente della domanda, con 19,9 Gm³, mentre la domanda industriale è pari a 13,8 Gm³. Il settore termoelettrico e della produzione di calore registra la riduzione più significativa rispetto a Energy Integration, attestandosi a 13,4 Gm³. La domanda dei trasporti rimane pari a 2,7 Gm³, mentre gli altri usi raggiungono 3,7 Gm³.

La differenza tra i due scenari è quindi riconducibile principalmente al settore termoelettrico e della produzione di calore e, in misura più contenuta, al settore civile. La domanda industriale e quella dei trasporti rimangono invece relativamente vicine, mentre gli altri usi risultano più elevati nello scenario Development. In **Tabella 25** è riportata la

domanda di metano nel 2035 rispettivamente per lo scenario Energy Integration e Power Development.

Tabella 25 – METANO: domanda al 2035

METANO	Energy Integration 2035		Power Development 2035	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	61,5	649,9	53,5	566,0
Civile	20,9	221,1	19,9	210,2
Industria	14,1	148,8	13,8	146,4
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	2,7	28,5	2,7	28,2
Altri usi	3,2	33,7	3,7	39,1
Termoelettrico e Calore	20,6	217,8	13,4	142,1

Nel settore civile, la domanda di metano diminuisce a 20,9 Gm³ nello scenario Energy Integration e a 19,9 Gm³ nello scenario Power Development. La differenza tra le due traiettorie deriva dalla velocità con cui migliorano le prestazioni degli edifici e si rinnovano i sistemi di riscaldamento. Nello scenario Energy Integration, il processo di riqualificazione prosegue a un ritmo più contenuto rispetto al periodo precedente. Gli interventi determinano al 2035 una riduzione del fabbisogno termico degli edifici di circa il 13% rispetto al 2023. Parallelamente, il graduale rinnovo degli impianti porta le pompe di calore, sia completamente elettriche sia inserite in sistemi ibridi, a coprire circa il 17% delle unità immobiliari. Anche il teleriscaldamento continua a espandersi, seppure lentamente, mentre prosegue la dismissione delle caldaie alimentate a gasolio e GPL. Il contributo degli impianti a biomassa rimane invece sostanzialmente stabile. Nello scenario Power Development, l'accelerazione delle riqualificazioni profonde pone il parco edilizio su una traiettoria coerente con gli obiettivi di riduzione del fabbisogno energetico degli edifici identificata dall'EPBD⁴⁸. Al 2035, il fabbisogno termico risulta inferiore di circa il 17% rispetto al 2023. La maggiore intensità degli interventi è accompagnata da un più rapido rinnovo degli impianti: le pompe di calore, comprese le configurazioni ibride, coprono circa il 23% delle unità immobiliari, mentre la quota servita dal teleriscaldamento sale dal 5% del 2030 al 7% nel 2035. Prosegue inoltre la dismissione delle caldaie a gasolio e GPL. Inoltre, si riduce gradualmente anche il ricorso alla biomassa. La traiettoria riprende lo scenario AIEL⁴⁹ di accelerazione del ricambio tecnologico, nel quale la rapida dismissione degli apparecchi obsoleti determina una contrazione del numero complessivo di generatori installati, non interamente compensata dalle nuove installazioni. Nel complesso, la minore domanda di metano nello scenario Power Development riflette l'effetto combinato di una riqualificazione più rapida degli edifici, una maggiore diffusione delle pompe di calore e una crescita più sostenuta del teleriscaldamento. Nello scenario Energy Integration, le medesime trasformazioni procedono invece secondo ritmi più gradualmente, coerenti con un'evoluzione prevalentemente affidata al mercato e all'ordinario ricambio tecnologico.

Nel settore industriale, la domanda di metano è pari a 14,1 Gm³ nello scenario Energy Integration e a 13,8 Gm³ nello scenario Power Development. Le principali ipotesi relative all'evoluzione dell'attività produttiva sono comuni ai due scenari e includono una moderata crescita della produzione industriale e la progressiva trasformazione tecnologica del comparto siderurgico. La differenza tra i due scenari deriva principalmente dalla diversa composizione dei consumi energetici industriali. Nello scenario Energy Integration, l'evoluzione dei processi produttivi procede più gradualmente e il metano mantiene un ruolo più ampio nella produzione di calore di processo e negli impieghi difficilmente elettrificabili. Nello scenario Power Development, la maggiore capacità di investimento accelera invece l'elettrificazione dei processi tecnicamente convertibili, consentendo di beneficiare della maggiore efficienza delle tecnologie elettriche. Aumenta inoltre il ricorso all'idrogeno negli impieghi per i quali l'elettrificazione diretta risulta più complessa. La combinazione tra maggiore elettrificazione, miglioramento dell'efficienza e parziale sostituzione del metano con idrogeno determina pertanto una domanda di metano leggermente inferiore rispetto allo scenario Energy Integration.

Nei trasporti, inclusi i bunkeraggi marittimi internazionali, la domanda di metano raggiunge 2,7 Gm³ in entrambi gli scenari. Di questi, circa 1,4 Gm³ sono destinati ai trasporti nazionali e 1,3 Gm³ ai bunkeraggi marittimi internazionali.

⁴⁸ Energy Performance of Buildings Directive (EPBD), Dir. (UE) 2024/1275. Riduzione del consumo medio di energia primaria in kWh/(m2.a) dell'intero parco immobiliare residenziale di almeno il 16 % rispetto al 2020 entro il 2030 e di almeno il 20-22 % entro il 2035.

⁴⁹ Rapporto statistico 2025, Il legno nel riscaldamento residenziale e commerciale, AIEL

Nell'ambito dei trasporti nazionali, circa 0,8 Gm³ sono riconducibili al GNL. Nel trasporto leggero prosegue il graduale esaurimento del parco di autovetture a CNG. Il CNG mantiene tuttavia un ruolo nei van e nel trasporto pubblico locale. La crescita del trasporto merci pesante sostiene invece l'impiego del GNL, soprattutto nei camion, mentre l'aumento della domanda di trasporto via mare e la progressiva diffusione del GNL nella navigazione rafforzano il contributo dei bunkeraggi marittimi internazionali. Sebbene la domanda complessiva di metano sia analoga nei due scenari, nello scenario Development una quota maggiore può essere soddisfatta dal biometano, contribuendo alla riduzione delle emissioni senza richiedere una modifica delle tecnologie di utilizzo finale.

Gli altri usi ammontano a 3,2 Gm³ nello scenario Energy Integration e a 3,7 Gm³ nello scenario Development. Al netto del gas destinato alla produzione di idrogeno blu, le ipotesi sottostanti sono comuni ai due scenari e mantengono la domanda su livelli leggermente inferiori a quelli del 2030. La riduzione della produzione di combustibili fossili e la progressiva sostituzione dell'idrogeno grigio con idrogeno rinnovabile determinano una contrazione dei consumi del settore energetico. Nello scenario Power Development, tuttavia, la maggiore domanda di idrogeno richiede anche il ricorso all'idrogeno blu, prodotto mediante reforming del gas naturale con cattura e stoccaggio della CO₂. Il gas impiegato nel processo è contabilizzato tra gli altri usi e spiega il maggiore consumo di metano rispetto allo scenario Energy Integration. L'idrogeno blu integra quindi la produzione rinnovabile, contribuendo a soddisfare la domanda nella fase di sviluppo del mercato dell'idrogeno.

La differenza più significativa tra i due scenari riguarda il settore termoelettrico e della produzione di calore. La domanda di metano è pari a 20,6 Gm³ nello scenario Energy Integration e scende a 13,4 Gm³ nello scenario Development. Nello scenario Energy Integration, il gas mantiene un ruolo ampio nella produzione elettrica e continua a garantire adeguatezza, flessibilità in un sistema caratterizzato da una crescita rallentata delle fonti rinnovabili e degli accumuli. Il consumo rimane pertanto prossimo al livello del 2030. Nello scenario Power Development, la più rapida diffusione della generazione rinnovabile, degli accumuli e delle altre risorse flessibili riduce sensibilmente la produzione elettrica da gas. Il parco termoelettrico continua a essere necessario per garantire l'adeguatezza del sistema.

Idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio

La domanda di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio nello scenario Energy Integration è pari a 1,2 Gm³ eq., mentre nello scenario Power Development si raggiungono 4,3 Gm³ eq., seguendo una traiettoria di crescita. Al 2035, il consumo di idrogeno rinnovabile 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 rinnovabile è pari a 0,6 Gm³ eq. e 0,8 Gm³ eq. rispettivamente nello scenario Energy Integration e nello scenario Power Development. In quest'ultimo, la diffusione dell'idrogeno si estende a tutte le principali modalità di trasporto, consolidandosi nei trasporti pesanti, sia di merci che di passeggeri, e iniziando a entrare nel trasporto leggero. Inoltre, l'idrogeno viene utilizzato per la produzione di combustibili sintetici, come e-kerosene ed e-diesel, alternative ai rispettivi combustibili fossili, soprattutto nel settore dell'aviazione, come Sustainable Aviation Fuel (SAF). Per il settore industriale, il volume di idrogeno identificato è pari a 0,2 Gm³ eq. per lo scenario Energy Integration e 0,5 Gm³ eq. per lo scenario Power Development. Non è prevista domanda nel settore civile in nessuno dei due scenari. In **Tabella 26** è riportata la domanda di idrogeno nel 2035 rispettivamente per lo scenario Energy Integration e Power Development.

Tabella 26 – IDROGENO: domanda al 2035

IDROGENO	Energy Integration 2035		Power Development 2035	
	Gm ³ eq.	TWh	Gm ³ eq.	TWh
Totale	1,2	13,1	4,3	45,1
<i>Di cui idrogeno blu</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,4</i>	<i>4,0</i>
Civile	0,0	0,0	0,0	0,0
Industria	0,2	2,5	0,5	5,5
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	0,6	6,5	0,8	8,9
Altri usi	0,4	4,1	2,9	30,7
Termoelettrico e Calore	0,0	0,0	0,0	0,0

8.4 La domanda di gas al 2040

Al 2040, le traiettorie delineate nei due scenari si consolidano, accentuando le differenze nel livello e, soprattutto, nella composizione della domanda di gas. Nello scenario Energy Integration, la trasformazione del sistema energetico prosegue in modo graduale e il gas naturale mantiene un ruolo prevalente. Nello scenario Power Development, la maggiore diffusione dell'efficienza energetica, dell'elettrificazione e dei vettori rinnovabili e a basse emissioni determina invece una più significativa sostituzione del gas naturale.

Nello scenario Energy Integration 2040, la domanda complessiva di gas è pari a 62,2 Gm³ equivalenti di metano, corrispondenti a 657,2 TWh. La domanda è costituita prevalentemente da metano, pari a 60,2 Gm³, di cui 54,7 Gm³ di gas naturale e 5,4 Gm³ di biometano. Il contributo dell'idrogeno rinnovabile raggiunge 2,0 Gm³ equivalenti di metano.

Nello scenario Power Development 2040, la domanda complessiva di gas si riduce a 55,9 Gm³ equivalenti di metano, corrispondenti a 591,0 TWh. La domanda di metano è pari a 48,7 Gm³, di cui 38,0 Gm³ di gas naturale e 10,7 Gm³ di biometano. Il contributo dell'idrogeno rinnovabile aumenta significativamente, raggiungendo 7,2 Gm³ equivalenti di metano.

Il confronto tra i due scenari evidenzia una riduzione della domanda complessiva di gas nello scenario Power Development, accompagnata da una trasformazione ancora più marcata della sua composizione. Nello scenario Energy Integration, il gas naturale continua a costituire la componente prevalente, mentre nello scenario Power Development la maggiore disponibilità di biometano e idrogeno rinnovabile ne determina una sostituzione più significativa, riducendone sensibilmente il peso nel mix complessivo.

Tabella 27 riporta la domanda di gas al 2040 rispettivamente per lo scenario Energy Integration e Power Development, ripartita tra molecole.

Tabella 27 – Domanda gas al 2040

SCENARIO	Energy Integration 2040		Power Development 2040	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
GAS NATURALE	54,7	578,8	38,0	401,9
BIOMETANO	5,4	57,2	10,7	112,8
IDROGENO RINNOVABILE (Gm ³ metano eq.)	2,0	21,1	7,2	76,3
TOTALE	62,2	657,2	55,9	591,0

La **Figura 49** riporta il dettaglio delle principali variazioni della domanda tra il 2030 e il 2040 negli scenari. Nello scenario Energy Integration la crescita della domanda associata all'industria e ai trasporti compensa sostanzialmente la contrazione degli altri settori, mantenendo il fabbisogno complessivo stabile. Nello scenario Power Development, invece, la più rapida elettrificazione degli usi finali e la maggiore diffusione delle fonti rinnovabili determinano una più marcata riduzione dei consumi di gas nel civile e nel termoelettrico. La domanda di idrogeno rinnovabile rappresenta uno dei principali fattori di crescita al 2040, con un incremento pari a circa 20 TWh nello scenario Energy Integration e 75 TWh nello scenario Power Development.

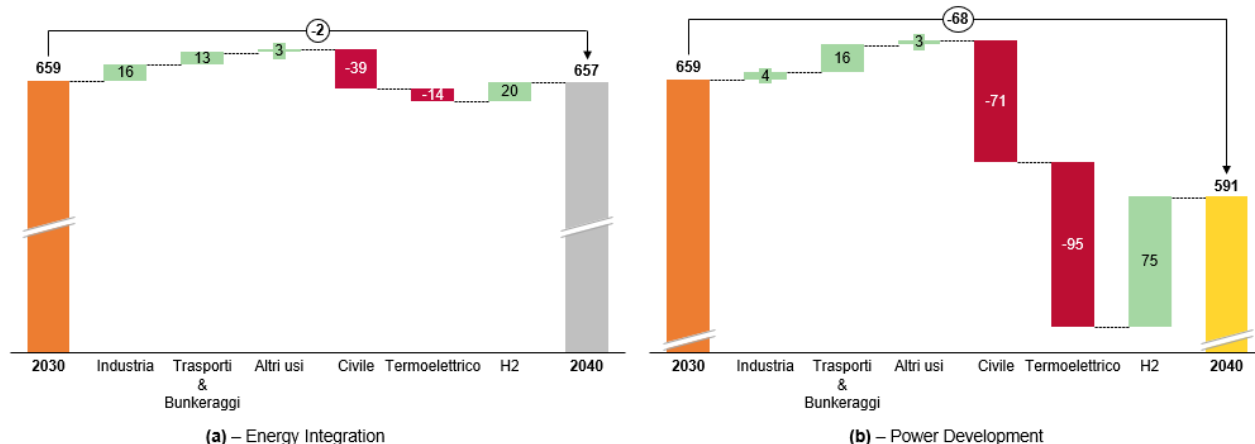


Figura 49 – Driver domanda gas 2030 - 2040 [TWh @PCS]

Metano

Nel 2040, la domanda complessiva di metano è pari a 60,2 Gm³ nello scenario Energy Integration e a 48,7 Gm³ nello scenario Power Development, corrispondenti rispettivamente a 636,1 TWh e 514,7 TWh.

Nello scenario Energy Integration, il settore termoelettrico e della produzione di calore rappresenta la principale componente della domanda, con 19,4 Gm³, seguito dal settore civile, con 19,0 Gm³, e dal settore industriale, con 14,8 Gm³. Gli altri usi assorbono complessivamente 3,7 Gm³, mentre la domanda dei trasporti, inclusi i bunkeraggi marittimi internazionali, raggiunge 3,2 Gm³.

Nello scenario Power Development, il settore civile rimane la principale componente della domanda, con 16,0 Gm³, seguito dal settore industriale, con 13,6 Gm³, e dal settore termoelettrico e della produzione di calore, con 11,8 Gm³. La domanda negli altri usi si mantiene pari a 3,7 Gm³ mentre quella dei trasporti raggiunge 3,5 Gm³, mentre.

La differenza tra i due scenari è riconducibile principalmente ai settori civile e termoelettrico, nei quali lo scenario Power Development prevede una maggiore diffusione dell'efficienza energetica, dell'elettrificazione e delle tecnologie a basse emissioni. La domanda industriale presenta uno scostamento più contenuto, mentre nei trasporti i consumi di metano risultano leggermente superiori nello scenario Power Development. Gli altri usi si mantengono invece sullo stesso livello complessivo, pur potendo presentare una diversa composizione interna. In **Tabella 28** è riportata la domanda di metano nel 2040 rispettivamente per lo scenario Energy Integration e Power Development.

Tabella 28 – METANO: domanda al 2040

METANO	Energy Integration 2040		Power Development 2040	
	Gm ³	TWh	Gm ³	TWh
Totale	60,2	636,1	48,7	514,7
Civile	19,0	200,9	16,0	169,5
Industria	14,8	156,1	13,6	144,0
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	3,2	34,2	3,5	37,5
Altri usi	3,7	39,3	3,7	39,3
Termoelettrico e Calore	19,4	205,6	11,8	124,3

Nel settore civile, la domanda di metano scende a 19,0 Gm³ nello scenario Energy Integration e a 16,0 Gm³ nello scenario Power Development. In entrambi gli scenari, il numero complessivo di unità immobiliari rimane costante e le nuove costruzioni sostituiscono progressivamente gli edifici più vetusti. Rispetto al quinquennio precedente, il miglioramento del contesto economico favorisce una ripresa degli investimenti nel parco edilizio, che risulta più marcata nello scenario Power Development. Il progressivo miglioramento delle prestazioni degli edifici determina al 2040 una riduzione del fabbisogno termico di circa il 22% rispetto al 2023. Prosegue anche il rinnovo degli impianti: la quota di unità immobiliari dotate di pompe di calore, comprese le configurazioni ibride, sale dal 17% circa del 2035 a quasi il 22% nel 2040. Il

teleriscaldamento continua a espandersi, seppure marginalmente, mentre prosegue la dismissione delle caldaie alimentate a gasolio e GPL. Il ricorso alla biomassa rimane sostanzialmente stabile. Nello scenario Power Development, la maggiore capacità di investimento sostiene un'accelerazione più significativa delle riqualificazioni. Il fabbisogno termico degli edifici si riduce così di circa il 27% rispetto al 2023, consolidando la traiettoria di efficientamento già delineata al 2035. Parallelamente, la trasformazione degli impianti di riscaldamento procede più rapidamente: le pompe di calore, sia completamente elettriche sia integrate in sistemi ibridi, coprono circa il 35% delle unità immobiliari, mentre la quota servita dal teleriscaldamento cresce dal 7% del 2035 al 9% nel 2040. Le caldaie a gasolio e GPL assumono un ruolo ormai residuale e si riduce anche il ricorso alla biomassa, per effetto della progressiva dismissione degli apparecchi più obsoleti e della loro sostituzione solo parziale con nuovi generatori.

Nel settore industriale, la domanda di metano è pari a 14,8 Gm³ nello scenario Energy Integration e a 13,6 Gm³ nello scenario Power Development. Nello scenario Energy Integration, il metano mantiene un ruolo più ampio nella produzione di calore di processo e negli impieghi difficilmente elettrificabili. Nello scenario Power Development, il più rapido rinnovo degli impianti favorisce invece una maggiore elettrificazione dei processi tecnicamente convertibili e un più ampio ricorso all'idrogeno negli usi ad alta temperatura, in particolare nei comparti della ceramica, del cemento e del vetro. Anche nel settore siderurgico, una quota limitata dei consumi associati ai processi di riduzione diretta viene progressivamente soddisfatta mediante idrogeno, in sostituzione del gas naturale. La maggiore efficienza delle tecnologie elettriche e la parziale sostituzione del metano con idrogeno determinano pertanto una domanda di metano inferiore rispetto allo scenario Energy Integration.

Nei trasporti, inclusi i bunkeraggi marittimi internazionali, la domanda di metano raggiunge 3,2 Gm³ nello scenario Energy Integration e 3,5 Gm³ nello scenario Power Development. Nell'ambito dei trasporti nazionali, nello scenario Energy Integration circa 0,5 Gm³ sono riconducibili al CNG e 1,2 Gm³ al GNL. Nello scenario Power Development, il CNG si attesta a circa 0,4 Gm³, mentre il GNL raggiunge 1,3 Gm³. A questi consumi si aggiunge la domanda associata ai bunkeraggi marittimi internazionali. Le differenze tra i due scenari riflettono sia una diversa evoluzione della domanda di mobilità sia una diversa composizione del parco e dei combustibili. Nello scenario Power Development, la domanda complessiva di trasporto merci è leggermente più contenuta rispetto allo scenario Energy Integration. I volumi trasportati via mare, ferrovia e van rimangono sostanzialmente invariati, mentre diminuisce il ricorso ai camion. Nel trasporto passeggeri, lo scenario Power Development presenta una minore domanda di mobilità in automobile. La riduzione è favorita dal maggiore utilizzo del trasporto ferroviario e degli autobus e da un leggero aumento del numero medio di passeggeri per veicolo. Il miglioramento del coefficiente di occupazione consente quindi di ridurre le percorrenze complessive delle autovetture senza comprimere in misura equivalente la mobilità delle persone, andando quindi in un'ottica di maggior efficienza energetica. Nel trasporto leggero, le autovetture a CNG continuano a diminuire in entrambi gli scenari per effetto del progressivo invecchiamento del parco esistente e dell'assenza di un ricambio significativo con nuovi modelli a metano. I van e camion a CNG si mantengono sostanzialmente stabili tra il 2030 e il 2040, rappresentando la prosecuzione dell'attuale presenza della tecnologia nel parco. Cresce invece il ricorso al GNL, soprattutto sulle lunghe percorrenze. La relativa penetrazione aumenta in entrambi gli scenari e risulta leggermente superiore al 2040 nello scenario Power Development. Tale dinamica compensa la minore domanda complessiva di trasporto su strada e riflette una maggiore diffusione del GNL all'interno del parco dei mezzi pesanti. Anche l'impiego del gas negli autobus aumenta in entrambi gli scenari, ma in misura più sostenuta nello scenario Power Development. Il più rapido rinnovo delle flotte e il maggiore ricorso al trasporto collettivo favoriscono una più ampia diffusione degli autobus alimentati a gas, accompagnata da quote crescenti di biometano. Nel complesso, la minore domanda di CNG delle autovetture è quindi compensata dal maggiore utilizzo del gas negli autobus e dalla crescita del GNL nel trasporto merci pesante. Nel settore marittimo, l'evoluzione della domanda sostiene l'impiego del GNL nella navigazione nazionale e nei bunkeraggi marittimi internazionali. La minore intensità emissiva del GNL rispetto ai prodotti petroliferi tradizionali, insieme alla progressiva diffusione di biometano, biocombustibili, e combustibili sintetici, contribuisce alla decarbonizzazione di un comparto nel quale le alternative tecnologiche rimangono limitate. Nello scenario Power Development, la maggiore penetrazione di questi vettori consente di ridurre al 2040 le emissioni della navigazione di più del 31% rispetto al 2020, lungo una traiettoria coerente con il regolamento FuelEU Maritime. Nello scenario Energy Integration, il più graduale sviluppo dei combustibili rinnovabili e sintetici limita invece la riduzione a circa il 7%.

Gli altri usi ammontano a 3,7 Gm³ in entrambi gli scenari. In entrambi gli scenari, la progressiva riduzione della produzione di combustibili petroliferi tradizionali e il maggiore impiego di idrogeno nei processi di raffinazione determinano una contrazione dei consumi diretti di metano delle raffinerie. Parallelamente, una quota di gas naturale è destinata alla produzione di idrogeno blu mediante reforming con cattura e stoccaggio della CO₂, previsto in entrambi gli scenari come complemento alla produzione di idrogeno rinnovabile. Le altre componenti dell'aggregato, comprendenti gli usi non energetici, i consumi connessi al trasporto del gas tramite pipeline e le perdite delle reti di trasporto e distribuzione, seguono invece ipotesi sostanzialmente invariate rispetto al 2035.

Nel settore termoelettrico e della produzione di calore, la domanda di metano è pari a 19,4 Gm³ nello scenario Energy Integration e a 11,8 Gm³ nello scenario Power Development. La differenza, già evidente al 2035, si amplia per effetto della maggiore diffusione delle fonti rinnovabili, degli accumuli e delle altre risorse flessibili nello scenario Power Development. In entrambi gli scenari, il parco a gas continua a garantire adeguatezza del sistema. Nello scenario Power Development, tuttavia, il suo utilizzo ai fini della produzione elettrica si riduce ulteriormente e si concentra nelle ore più critiche. Il gas mantiene invece un ruolo fondamentale nella produzione di calore, rappresentando nello scenario la fonte principale in grado di assicurarne la continuità e di coprire i picchi di domanda.

Al fine di valutare la robustezza delle ipotesi sottostanti agli scenari, sono state inoltre sviluppate specifiche sensibilità relative alla disponibilità della generazione rinnovabile. Le analisi di sensibilità mostrano che, nello scenario Energy Integration, in presenza di una minore disponibilità delle fonti rinnovabili (Low RES), la produzione elettrica da gas aumenta fino a circa 114,7 TWh, con consumi di metano pari a 25,5 Gm³. Viceversa, in condizioni più favorevoli alla generazione rinnovabile (High RES), la produzione da gas si riduce a circa 65,5 TWh, con consumi pari a 15,3 Gm³. Analogamente, nello scenario Power Development, le sensibilità evidenziano una variazione della produzione termoelettrica da gas tra circa 80,6 TWh (Low RES), con consumi di 17,3 Gm³, e 36,8 TWh (High RES), con consumi pari a 8,6 Gm³.

Tali risultati evidenziano come, in un sistema caratterizzato da una quota molto elevata di generazione da fonti rinnovabili, il fabbisogno di gas naturale possa risultare significativamente più variabile in funzione dell'effettiva disponibilità delle risorse rinnovabili e delle condizioni idro-meteorologiche. Nello scenario Power Development, il consumo di metano del settore termoelettrico può infatti arrivare a raddoppiare tra le condizioni più favorevoli e quelle meno favorevoli alla generazione rinnovabile. Questo conferma l'importanza di disporre di un sistema gas sufficientemente flessibile e resiliente da poter rispondere a esigenze di approvvigionamento molto differenti, garantendo in ogni circostanza il supporto necessario all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema elettrico.

Idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio

Nel 2040, la domanda complessiva di idrogeno raggiunge 26,5 TWh nello scenario Energy Integration e 81,7 TWh nello scenario Power Development, corrispondenti rispettivamente a 2,5 e 7,7 Gm³ equivalenti di metano. In entrambi gli scenari non sono previsti consumi significativi nel settore civile né nel settore termoelettrico e della produzione di calore. Nello scenario Energy Integration, la domanda è distribuita in modo relativamente equilibrato tra gli altri usi, pari a 9,6 TWh, il settore industriale, con 8,9 TWh, e i trasporti, inclusi i bunkeraggi marittimi internazionali, con 8,1 TWh. Nello scenario Power Development, gli altri usi diventano invece la componente prevalente, raggiungendo 53,5 TWh. Seguono i trasporti, con 17,3 TWh, e il settore industriale, con 10,9 TWh. La differenza rispetto allo scenario Energy Integration è riconducibile soprattutto alla maggiore diffusione dell'idrogeno nei trasporti e allo sviluppo su scala più ampia della produzione di combustibili sintetici.

Nel settore industriale, le dinamiche sono in continuità con quelle delineate al 2035. In entrambi gli scenari prosegue la sostituzione dell'idrogeno grigio impiegato nelle raffinerie. Nello scenario Power Development aumenta inoltre leggermente la quota di idrogeno utilizzata come materia prima negli usi non energetici. Si amplia anche l'impiego diretto dell'idrogeno per la produzione di calore ad alta temperatura, in particolare nei comparti della ceramica, del cemento e del vetro, nei quali l'elettrificazione diretta presenta maggiori complessità tecniche. Nel settore siderurgico, una quota della produzione DRI viene progressivamente alimentata a idrogeno, sostituendo parte del gas naturale impiegato nel processo di riduzione diretta del minerale di ferro. Queste applicazioni sono coerenti con gli ambiti di sviluppo individuati dalla Strategia Nazionale Idrogeno⁵⁰, che riconosce un potenziale significativo per l'idrogeno nei comparti industriali difficili da decarbonizzare, accanto all'elettrificazione, al biometano e alla CCS.

Nei trasporti, l'idrogeno è impiegato prevalentemente nella mobilità pesante e collettiva, nei segmenti in cui le elevate percorrenze, l'intensità di utilizzo, i requisiti di autonomia e i tempi di rifornimento possono rendere più complessa l'elettrificazione diretta. Nello scenario Energy Integration, non è previsto un impiego dell'idrogeno nelle autovetture e nei van. La penetrazione del vettore raggiunge invece circa il 9% negli autobus e nei camion, mentre un contributo più contenuto riguarda il trasporto ferroviario sulle tratte non elettrificate. Nello scenario Power Development, il più rapido sviluppo delle infrastrutture di produzione, distribuzione e rifornimento amplia il campo degli utilizzi. L'idrogeno raggiunge una quota ancora limitata, pari a circa il 3% nelle autovetture e nei van, mentre la penetrazione sale a circa il 15% negli autobus e nei camion. Anche in questo scenario, quindi, il contributo dell'idrogeno rimane concentrato soprattutto nel trasporto pesante e collettivo, mentre nel trasporto leggero svolge un ruolo complementare rispetto

⁵⁰ Strategia Nazionale Idrogeno, MASE

alla mobilità elettrica. Questa articolazione è coerente con la Strategia Nazionale Idrogeno⁵¹, che individua maggiori opportunità nel trasporto pesante, nelle percorrenze di lungo raggio e nel trasporto pubblico caratterizzato da un utilizzo intensivo o extraurbano. La Strategia attribuisce invece un ruolo più limitato all'idrogeno nelle autovetture e nei veicoli commerciali leggeri, per i quali la trazione elettrica presenta generalmente una maggiore efficienza energetica.

La principale differenza tra i due scenari riguarda tuttavia gli altri usi, nei quali è contabilizzato anche l'idrogeno impiegato come materia prima per la produzione di combustibili sintetici. Nello scenario Energy Integration, questa filiera inizia a svilupparsi e determina un consumo di idrogeno pari a circa 3,7 TWh, equivalenti a circa 2,6 TWh di combustibili sintetici⁵², sostanzialmente e-kerosene per aviazione domestica. Nello scenario Power Development, la produzione di combustibili sintetici assume invece una dimensione significativamente maggiore e determina un consumo di idrogeno pari a circa 47,2 TWh, equivalenti a 33,4 TWh di combustibili sintetici⁵³, principalmente e-diesel ed e-kerosene. Questo sviluppo rappresenta il principale fattore alla base della crescita degli altri usi e si colloca lungo una traiettoria coerente con lo scenario di elevata diffusione delineato dalla Strategia Nazionale Idrogeno⁵⁴. La Strategia attribuisce infatti agli e-fuel un ruolo rilevante nella decarbonizzazione dell'aviazione e del trasporto marittimo e individua nella realizzazione della relativa filiera una delle principali linee d'azione per il medio e lungo periodo. Questi combustibili consentono di intervenire nei segmenti caratterizzati da elevate percorrenze, specifici requisiti di autonomia e densità energetica o limitate possibilità di elettrificazione diretta. Il loro sviluppo richiede tuttavia una crescita coordinata della produzione e dell'importazione di idrogeno, della disponibilità di carbonio sostenibile o catturato, degli impianti di sintesi e delle relative infrastrutture. L'e-kerosene contribuisce, insieme ai biocombustibili sostenibili, alla decarbonizzazione dell'aviazione. Nel 2040, i combustibili sostenibili per l'aviazione coprono circa il 25% della domanda nello scenario Energy Integration e il 33% nello scenario Power Development. Quest'ultimo valore si colloca in prossimità della traiettoria prevista dal regolamento ReFuelEU Aviation⁵⁵, che stabilisce per il 2040 una quota minima complessiva di combustibili sostenibili per l'aviazione pari al 34%, all'interno della quale è prevista una quota minima del 10% di combustibili sintetici. Lo scenario Energy Integration rimane invece al di sotto della traiettoria normativa, riflettendo uno sviluppo più graduale delle filiere dei biocombustibili avanzati e dei combustibili sintetici.

La domanda complessiva di idrogeno non è soddisfatta esclusivamente attraverso la produzione da fonti rinnovabili. In entrambi gli scenari, una quota è coperta da idrogeno blu, prodotto mediante reforming del gas naturale con cattura e stoccaggio della CO₂. Questa ipotesi è coerente con la Strategia Nazionale Idrogeno⁵⁶, che attribuisce priorità allo sviluppo dell'idrogeno rinnovabile, ma riconosce anche il potenziale contributo dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio e della CCS. La Strategia individua, in particolare, nei siti che producono attualmente idrogeno grigio uno dei principali ambiti iniziali per lo sviluppo dell'idrogeno blu. L'idrogeno blu affianca pertanto la produzione rinnovabile e contribuisce a diversificare le modalità di approvvigionamento durante lo sviluppo del mercato. In **Tabella 29** è riportata la domanda di idrogeno nel 2035 rispettivamente per lo scenario Energy Integration e Power Development.

Tabella 29 - IDROGENO: domanda al 2040

IDROGENO	Energy Integration 2040		Power Development 2040	
	Gm ³ _{eq.}	TWh	Gm ³ _{eq.}	TWh
Totale	2,5	26,5	7,7	81,7
<i>Di cui idrogeno blu</i>	<i>0,5</i>	<i>5,4</i>	<i>0,5</i>	<i>5,4</i>
Civile	0,0	0,0	0,0	0,0
Industria	0,8	8,9	1,0	10,9
Trasporti (incl. bunkeraggi marittimi)	0,8	8,1	1,6	17,3
Altri usi	0,9	9,6	5,1	53,5
Termoelettrico e Calore	0,0	0,0	0,0	0,0

⁵¹ Strategia Nazionale Idrogeno, MASE

⁵² TWh riferiti a PCS dell'idrogeno, pari a 142 MJ/kg

⁵³ TWh riferiti a PCS dell'idrogeno, pari a 142 MJ/kg

⁵⁴ Strategia Nazionale Idrogeno, MASE

⁵⁵ ReFuelEU aviation

⁵⁶ Strategia Nazionale Idrogeno, MASE

8.5 Riepilogo della domanda di gas negli scenari

La domanda di gas (intesa come gas naturale, biometano e idrogeno) nei due scenari evidenzia una domanda complessiva sostanzialmente stabile, ma una composizione profondamente diversa (**Figura 50**).

Nello scenario **Energy Integration**, il gas naturale continua a rappresentare la componente largamente prevalente. Al 2040, la domanda complessiva di gas è pari a 657 TWh (62,2 Gm³ metano equivalenti), costituita prevalentemente da metano, pari a 636 TWh (60,2 Gm³), di cui 578 TWh (54,7 Gm³) di gas naturale e 57 TWh (5,4 Gm³) di biometano. Il contributo dell'idrogeno rinnovabile raggiunge circa 21 TWh (2,0 Gm³ equivalenti di metano).

Nello scenario **Power Development**, la maggiore diffusione del biometano e dell'idrogeno rinnovabile determina una sostituzione più marcata del gas naturale, riducendone il peso nella domanda complessiva. Al 2040, la domanda complessiva di gas è pari a 591 TWh (55,9 Gm³ metano equivalenti), costituita da metano, pari a 515 TWh (48,7 Gm³), di cui 402 TWh (38,0 Gm³) di gas naturale e 113 TWh (10,7 Gm³) di biometano. Il contributo dell'idrogeno rinnovabile raggiunge circa 76 TWh (7,2 Gm³ equivalenti di metano).

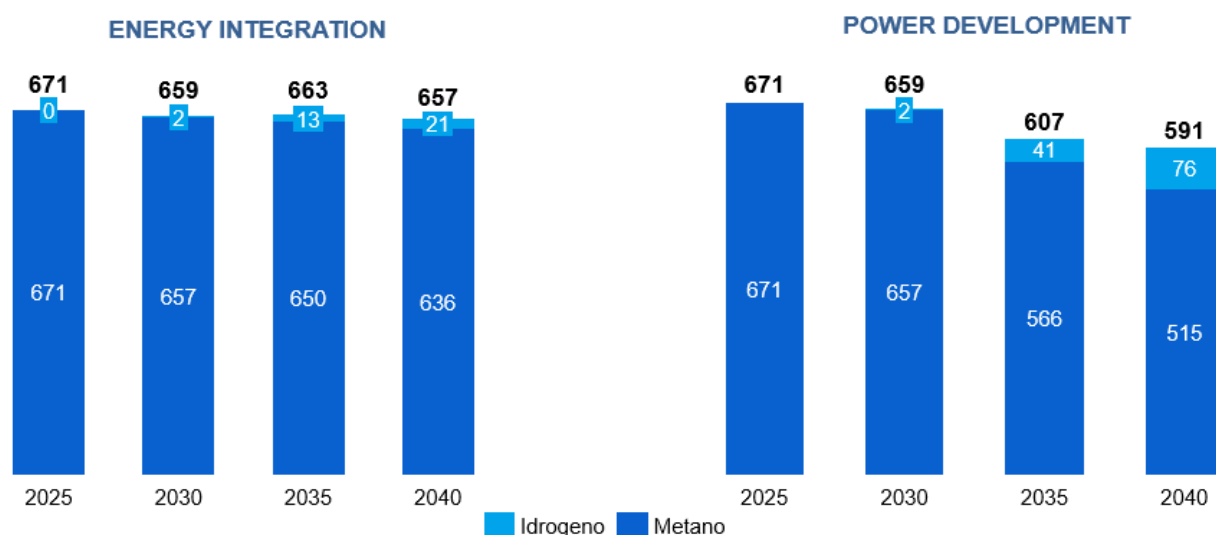


Figura 50 – GAS: Evoluzione della domanda di gas 2025-2040 negli scenari (TWh)

8.6 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 eccezionali⁵⁷
- 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 dei settori del gas naturale.

⁵⁷ Inverno con probabilità di accadimento 1 su 20 anni.

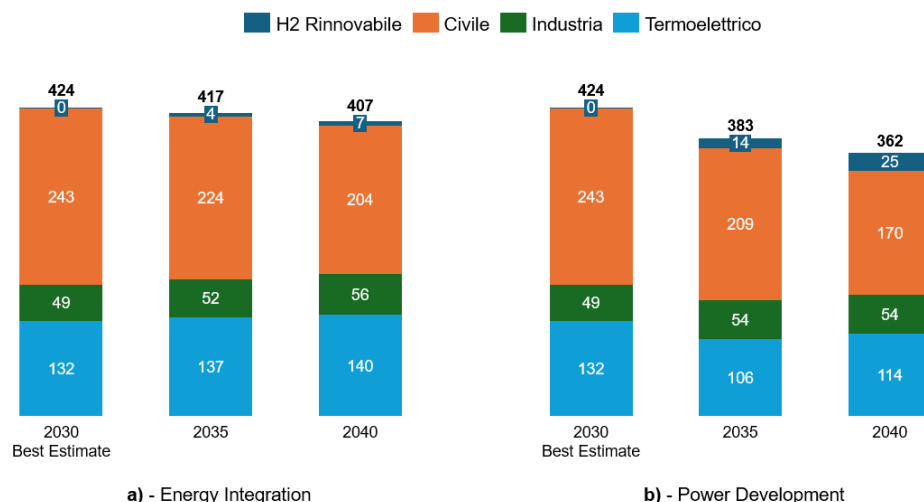


Figura 51-Domanda di picco INVERNO ECCEZIONALE 2030-2035-2040 (Mm³eq/giorno)

La **Figura 51** mostra la variazione della domanda di gas naturale e idrogeno in condizioni di freddo eccezionale, con valori espressi in Mm³eq/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 Best Estimate stima un picco massimo di domanda di circa 424 Mm³eq/giorno. Questo picco è sostenuto dall'elevata domanda nel settore civile che raggiunge i 243 Mm³/giorno e dal settore termoelettrico, che raggiunge i 132 Mm³/giorno.

Nello scenario Energy Integration la domanda di punta subisce una riduzione molto limitata con valori che rimangono sopra ai 400 Mm³eq/giorno /giorno anche nel lungo termine. La dinamica è conseguente ad una variazione nella struttura settoriale, che evidenzia una riduzione della domanda di punta civile che viene compensata da una crescita della punta del settore industriale che si espande grazie allo sviluppo della tecnologia DRI nella siderurgia e del settore termoelettrico che aumenta proporzionalmente con l'aumento del consumo annuale.

Nello scenario Power Development la domanda di punta si riduce progressivamente raggiungendo al 2040 i 362 Mm³eq/giorno /giorno. La dinamica è conseguente ad una riduzione più marcata della domanda di punta civile per una maggiore efficienza e diffusione delle pompe di calore nel riscaldamento e della domanda di punta termoelettrica per una maggior presenza di generazione rinnovabile.

Per quanto riguarda l'analisi della domanda giornaliera off-peak per l'estate media (**Figura 52**) nel 2030, lo scenario Best Estimate prevede una domanda giornaliera di circa 129 Mm³eq/giorno.

Nell scenario Energy Integration la domanda giornaliera off-peak rimane intorno a 130 Mm³eq/giorno con una struttura settoriale che rimane stabile anche nel lungo termine.

Nello scenario Power Development, benché la domanda di punta off-peak non subisca rilevanti variazioni in termini assoluti rispetto al 2030, cambia nel lungo termine la struttura settoriale con il vettore idrogeno che compensa la riduzione che si registra sul settore termoelettrico.

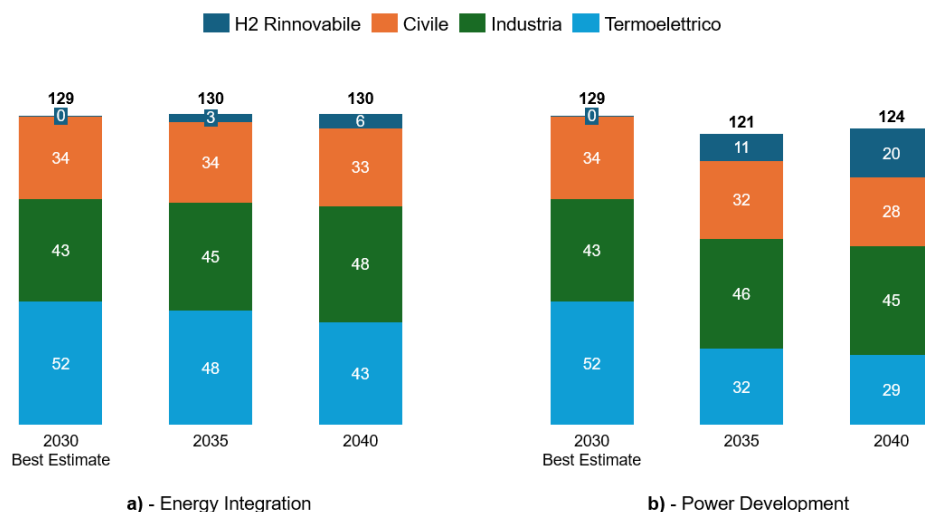


Figura 52– Domanda off-peak: ESTATE MEDIA 2030-2035-2040 (Mm³eq/giorno)

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 8 – Valutazione della variabilità della generazione elettrica rinnovabile sulla domanda di gas annuale e sul fabbisogno di punta per il settore termoelettrico.

Gli scenari sviluppati nel presente documento evidenziano nel lungo termine una progressiva crescita della generazione rinnovabile. Le considerazioni condotte sul sistema elettrico relativamente al progressivo cambiamento del mix di generazione verso l'energia rinnovabile hanno suggerito la necessità di approfondire con analisi specifiche il tema della variabilità della produzione intrinsecamente correlata alla natura delle fonti rinnovabili. A tal fine, sono state sviluppate specifiche sensibilità climatiche Low RES e High RES, variando i profili di producibilità delle fonti rinnovabili. Tali varianti consentono di valutare gli effetti sul sistema elettrico di condizioni particolarmente favorevoli o sfavorevoli alla generazione rinnovabile, incluse situazioni assimilabili a episodi di Dunkelflaute, caratterizzati da una temporanea e simultanea riduzione della produzione eolica e solare. Le analisi condotte relativamente ai bilanci elettrici sono riportate per il 2030 nel box di approfondimento 6 e per il 2040 paragrafo 7.4.2.

Di seguito si rappresentano gli effetti di tali sensitivities in termini di variabilità dei volumi di gas richiesti dal sistema termoelettrico sia a livello annuo sia a livello di punta giornaliera.

Sensitivity Low RES al 2030: come riportato nel box di approfondimento 6, nel caso di un anno di bassa producibilità rinnovabile la produzione da gas naturale è chiamata a fornire un contributo pari a 109 TWh con un incremento di 27 TWh (+33%) rispetto alla situazione normale. Tenendo conto dei rendimenti di generazione tale incremento si traduce in un aumento annuale di domanda gas termoelettrica pari a 5,7 Gm³. L'analisi della curva giornaliera di generazione termoelettrica evidenzia che, in condizioni di picco, l'incremento del volume termoelettrico è pari al +45% (+55 Mm³/g) nella variante Low RES rispetto al caso base. In **Tabella 30** viene confrontata la generazione termoelettrica tra Low Res e Best Estimate al 2030.

Tabella 30 – Generazione termoelettrica: confronto tra scenario Best Estimate e Low RES (2030).

Generazione Termoelettrica	2030	
	Best Estimate	Low RES
Gas naturale	82	109

Sensitivity High RES e Low RES al 2040: come riportato nel paragrafo 7.4.2, nel caso di bassa producibilità rinnovabile (Low RES) negli scenari Energy Integration e Power Development, il sistema gas è chiamato a fornire rispettivamente un contributo pari a 115 TWh (+34% vs caso base) e 81 TWh (+53% vs caso base). Tenendo conto dei rendimenti di generazione, tale incremento si traduce in un aumento della domanda di gas termoelettrica pari a +6 Gm³ nello scenario Energy Integration e a +5,6 Gm³ nello scenario Power Development. L'analisi della curva giornaliera di generazione termoelettrica evidenzia che, in condizioni di picco, nella variante Low RES, l'incremento è pari al +44% (+51 Mm³/g) nello scenario Energy Integration e al +89% (+80 Mm³/g) nello scenario Power Development, particolarmente influenzato dall'alto numero di rinnovabili non programmabili.

Nel caso di alta generazione rinnovabile (High RES) negli scenari Energy Integration e Power Development, il sistema gas è chiamato a fornire annualmente un contributo inferiore rispetto al caso base, pari rispettivamente a 66 TWh (-23%) e 37 TWh (-30%). Tenendo conto dei rendimenti di generazione, tale decremento si traduce in una riduzione annuale della domanda di gas termoelettrica pari a -4,2 Gm³ nello scenario Energy Integration e a -3,1 Gm³ nello scenario Power Development. L'analisi della curva giornaliera di generazione termoelettrica evidenzia che, in condizioni di picco, nella variante High RES, il decremento della punta giornaliera è pari a -2% (-2 Mm³/g) nello scenario Energy Integration e -38% (-34 Mm³/g) nello scenario Power Development.

Fabbisogno di flessibilità al 2040: la comparazione dei profili climatici giornalieri al 2040 evidenzia come il ruolo del termoelettrico non possa essere valutato unicamente in termini di energia prodotta, ma debba essere analizzato anche attraverso il contributo di flessibilità fornito alla generazione elettrica. La seguente **Figura 53** confronta il ramp-up del termoelettrico a gas (calcolato come l'incremento positivo della richiesta gas al sistema termoelettrico tra due giorni consecutivi) rispetto alla media giornaliera dello stesso scenario. Il rapporto misura quindi la rapidità con cui il sistema gas deve essere in grado di incrementare i volumi destinati alla generazione elettrica rispetto al proprio livello ordinario di esercizio. Pur in presenza di una produzione annua a gas significativamente inferiore, gli scenari High RES mostrano i valori più elevati di reattività: il P95 (95-esimo percentile) del ramp-up raggiunge circa l'84% della produzione media

giornaliera nello scenario Power Development e l'82% nello scenario Energy Integration, contro valori prossimi al 60% nelle corrispondenti varianti Low RES.

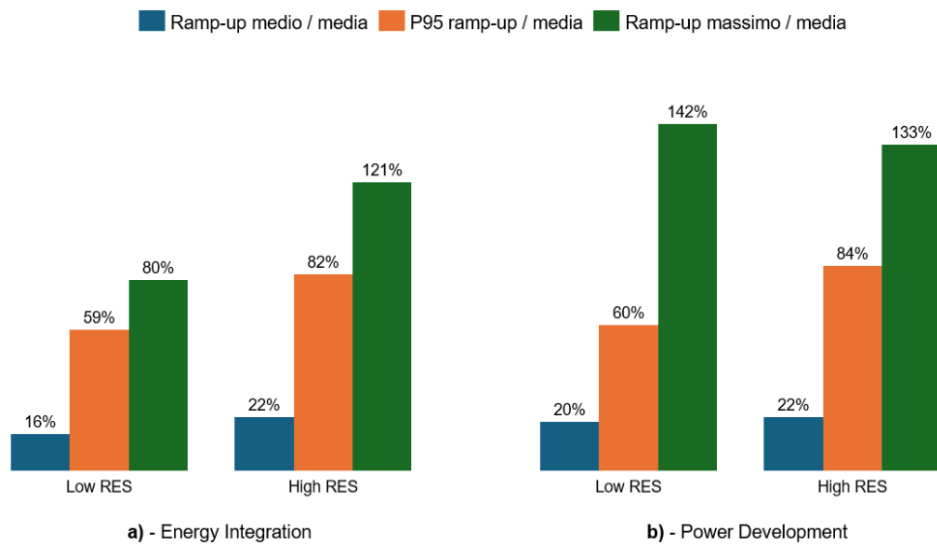


Figura 53 – Confronto di fabbisogno di flessibilità al 2040 tra Energy Integration e Power Development

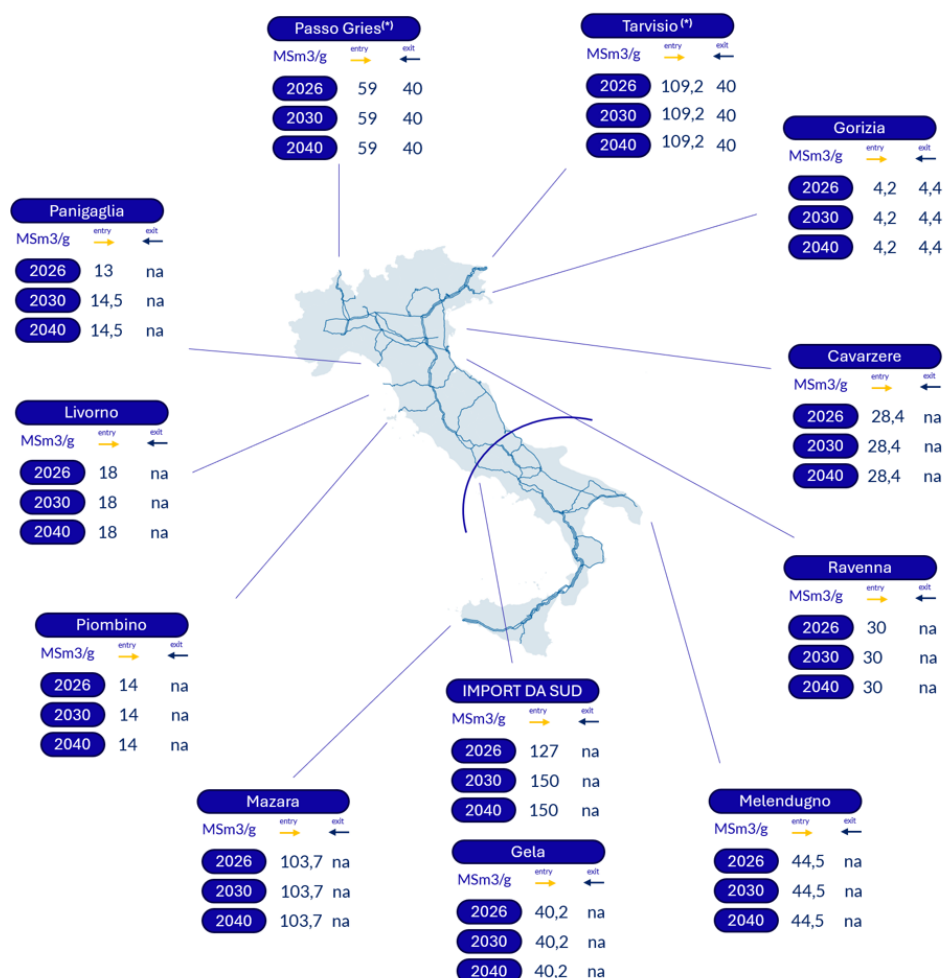
Questo risultato indica che il sistema gas dovrà mantenere la capacità di rendere rapidamente disponibili volumi aggiuntivi nei periodi caratterizzati da una ridotta produzione rinnovabile. La riduzione dell'energia termoelettrica prodotta annualmente non si traduce in una proporzionale riduzione del fabbisogno di flessibilità della filiera gas. La rete, gli stoccaggi e le infrastrutture di approvvigionamento continueranno a svolgere un ruolo essenziale per garantire la tempestiva disponibilità necessaria a sostenere gli incrementi di produzione richiesti dal sistema elettrico nei momenti di maggiore variabilità delle fonti rinnovabili. Gli scenari Low RES evidenziano il maggiore fabbisogno assoluto di energia, mentre gli scenari High RES mostrano la necessità di un sistema gas flessibile in grado di rispondere con elevata rapidità rispetto al proprio livello medio di utilizzo.

8.7 Evoluzione del sistema infrastrutturale del gas

Il sistema infrastrutturale gas italiano è costituito da una rete di trasporto di oltre 35.000 chilometri di gasdotti, 13 impianti di stoccaggio, 5 terminali di ricezione e rigassificazione di GNL che si sono sviluppati nel tempo in un'infrastruttura caratterizzata da un alto livello di diversificazione, flessibile nella gestione dei flussi e resiliente rispetto a numerose situazioni di criticità.

8.7.1 La rete di trasporto del gas

La rete di trasporto è composta dalla rete nazionale e dalla rete regionale. La rete nazionale, costituita da circa 10.600 km di gasdotti di grande diametro — prevalentemente superiore a DN900 — e ad alta pressione — in prevalenza pari a 70 o 75 bar, nonché da nodi di smistamento e centrali di compressione, si sviluppa sul territorio come naturale prosecuzione delle direttrici di importazione dalla Russia, dal Nord Europa e dal Nord Africa. La rete nazionale trasporta inoltre il gas proveniente dalle importazioni di GNL e da/verso gli stoccaggi. Essa rappresenta la principale infrastruttura di trasporto, dalla quale si diramano i gasdotti della rete regionale destinati a servire i centri di consumo. La rete di trasporto regionale, che si estende per circa 24.800 km, è costituita da gasdotti di diametro e pressioni di esercizio di norma inferiori a quelli della rete nazionale e assicura il trasporto del gas naturale a livello regionale e locale per la fornitura del gas ai clienti finali. Dal punto di vista sia tariffario sia dei flussi effettivi, il sistema di trasporto italiano opera come un unico sistema Entry-Exit, in grado di rispondere alle esigenze di bilanciamento in tutte le condizioni di domanda e negli scenari considerati.



^(*) La capacità totale di export contemporanea da Passo Gries e Tarvisio è pari a 40 MSm3/g

Figura 54 - Capacità della rete di trasporto del gas

I punti di entrata della rete nazionale, inclusi i terminali di GNL, rendono complessivamente disponibile una capacità di importazione pari a circa 403 Mm³/g (includono gli incrementi di capacità correlati alla realizzazione della rete Adriatica

Fase 1 realizzata nel corso del 2026) cui si sommano 289 Mm³/g di capacità in sugli entry point connessi con gli stoccaggi e circa 22 Mm³/g in ingresso dalle produzioni Nazionali. Le capacità in uscita dalla rete nazionale, oltre a soddisfare la domanda nazionale comprendono circa 46 Mm³/g di esportazione e circa 191 Mm³/g di capacità sui punti di uscita interconnessi con gli stoccaggi. Le capacità della rete sono riepilogate nella **Figura 54**.

I progetti di sviluppo infrastrutturale previsti in realizzazione nei prossimi anni renderanno disponibile l'incremento della capacità nei punti di entrata del Sud Italia fino a 150 Mm³/g, adeguata ad abilitare sviluppi delle importazioni via pipeline e/o di GNL per un massimo potenziale di ulteriori circa 10 Gm³/anno.

8.7.2 Il sistema di stoccaggio del gas

In Italia sono attivi tredici campi di stoccaggio di gas naturale, sviluppati a partire da giacimenti di produzione di gas esauriti e ubicati in Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Abruzzo. La capacità di stoccaggio complessivamente disponibile nei siti di stoccaggio italiani nell'anno termico 2026/27 è di ca. 18,5 Gm³, inclusi circa 4,6 Gm³ di riserva strategica, il cui valore è stato definito dal MASE per far fronte a possibili emergenze gas.

Lo stoccaggio svolge un ruolo di primaria importanza nel mercato italiano, in quanto costituisce la maggiore fonte di flessibilità per il sistema durante i mesi invernali caratterizzati da picchi di domanda molto elevati e fornisce un significativo margine di sicurezza degli approvvigionamenti energetici in un mercato, quale quello italiano, fortemente dipendente dalle importazioni. Le infrastrutture di stoccaggio e i relativi operatori sono di seguito descritti:

- Stogit: è il maggior operatore attivo nello stoccaggio di gas naturale in Italia e uno dei maggiori operatori a livello europeo con 9 concessioni operative, per uno spazio di stoccaggio utilizzabile di circa 17,5 Gm³, di cui circa 4,5 Gm³ di stoccaggio strategico.
- Stogit Adriatica: società attiva nello stoccaggio di gas naturale in Italia, con 3 impianti con un volume di working gas pari a circa 1,1 Gm³, di cui 140 Mm³ adibiti a riserva strategica.
- Ital Gas Storage: società che gestisce il sito di stoccaggio di Corneigliano Laudense avente circa 1 Gm³ di volume.

8.7.3 Il sistema di rigassificazione

In Italia sono attivi cinque terminali di GNL:

- L'impianto di Panigaglia (Snam LNG), realizzato all'inizio dagli anni '70, che è rimasto per circa 40 anni l'unico terminale attivo in Italia e ha una capacità di circa 11 Mm³/g e un potenziale di importazione di 3,5 Gm³ annui;
- L'impianto offshore al largo di Porto Levante (Adriatic LNG), operativo dal 2009, prima struttura offshore al mondo in cemento armato, con una capacità di 28,4 Mm³/g e un potenziale di importazione di circa 10 Gm³ di gas annui;
- l'impianto FSRU di Livorno (OLT), operativo dal 2013, con una capacità di 15,0 Mm³/g e un potenziale di importazione di 5 Gm³ annui. Per questo terminale è previsto l'incremento della capacità fino a 18 Mm³/g e il potenziale di importazione fino a 5 Gm³ annui, entro l'inizio del 2027.
- L'impianto FSRU ubicato nel porto di Piombino (Snam LNG), con una capacità di 14,0 Mm³/g e un potenziale di importazione di ca. 5 Gm³ annui, entrato in esercizio commerciale nel mese di luglio 2023.
- L'impianto FSRU ubicato al largo della costa di Ravenna (Snam LNG), con una capacità di 21,0 Mm³/g e un potenziale di importazione di ca. 5 Gm³ annui, entrato in esercizio commerciale nel mese di maggio 2025.

8.8 Offerta di gas nella situazione attuale

Nel 2025 la domanda di gas è stata coperta per il 5,4% dalla produzione nazionale e per il rimanente 94,6% dall'importazione. La produzione nazionale, 3,4 Gm³, è risultata in aumento del 16,9% rispetto all'anno precedente, mentre l'importazione, 61,6 Gm³, è aumentata del 3,6%; 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 344 Mm³ del 2024 ai 415 Mm³ del 2025.

Le importazioni via gasdotto, pari a 40,4 Gm³ che rappresentano il 65,6% delle importazioni totali, hanno registrato rispetto al 2024 una riduzione di 4,0 Gm³. In particolare, sono diminuite le immissioni da Tarvisio che si sono attestate a 0,8 Gm³ (-4,8 Gm³; -86%) e Mazara (-1,0 Gm³; -4,7%), mentre sono aumentate da Passo Gries di 2,6 Gm³ (+43,1%); le altre importazioni hanno registrato un andamento sostanzialmente in linea con l'anno precedente.

L'apporto del GNL nel 2025 è stato pari a circa 21,2 Gm³, il 34,4% del totale delle importazioni, in aumento del 9,2% rispetto all'anno precedente, pari in termini assoluti a circa +6,2 Gm³. In particolare, si registrano i seguenti arrivi di GNL ai terminali nazionali: LNG Adriatic (Cavarzere) 8,8 Gm³ (-4,5%); GNL Italia (Panigaglia) 1,9 Gm³ (+96,9%); OLT (Livorno) 4,3 Gm³ (+293,9%); FSRU Piombino 4,4 Gm³ (+18,3%); FSRU Ravenna 1,8 Gm³.

Di rilievo è l'entrata in esercizio del terminale GNL di Ravenna nella seconda metà del 2025 che con una importazione di 1,8 Gm³ ha composto l'8,6% 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 cinque anni.

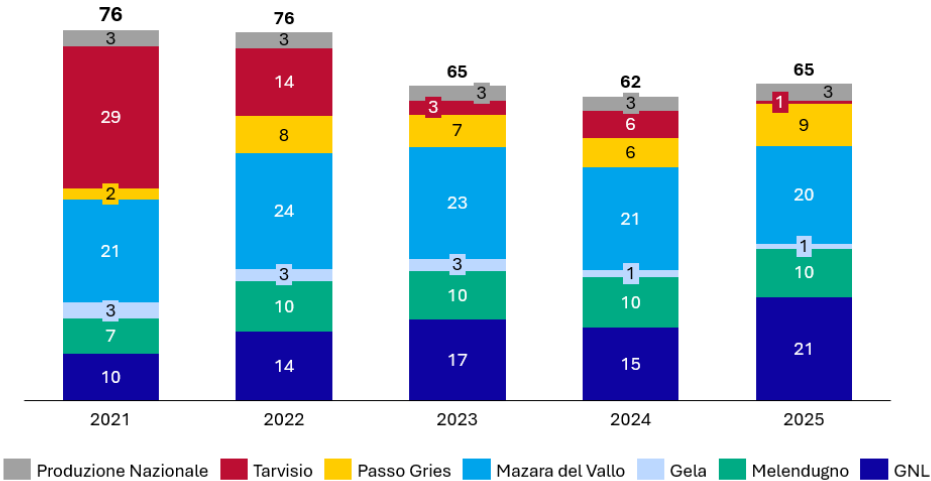


Figura 55 - Approvvigionamento gas italiano 2021 - 2025 [Gm³]

8.9 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. Come da **Tabella 31** seguente, 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. La produzione di biometano (maggiori informazioni nel successivo paragrafo) presenta una crescita differenziata negli scenari Energy Integration (fino a 5,4 Gm³ annui al 2040) e Power Development (fino a 10,7 Gm³ annui al 2040).

Tabella 31 - Bilancio nazionale del gas naturale (Gm³)

	Best Estimate 2030	Energy Integration 2035	Power Development 2035	Energy Integration 2040	Power Development 2040
Produzione gas naturale	3,7	1,9	1,9	1,5	1,5
Produzione biometano	2,0	3,4	5,4	5,4	10,7
Import da Passo Gries	0-7,9	0,9-7,6	0-6,6	0-7,2	0-6,4
Import da Tarvisio	0	0	0	0	0
Import da Mazara del Vallo	20,1-21,9	15,8-20,1	15,8-20,1	12,3-20,1	12,3-20,1
Import da Gela	0,5-1	0,5-1,5	0,5-1,5	0,5-1,5	0,5-1,5

Import da Melendugno	10,1-11,1	10,5-11,1	10,5-11,1	10,5-11,1	8,0-11,1
Nuove iniziative (Sud Italia)	0-4,5	0-11	0-7	0-11	0-7
Importazioni GNL (Terminali esistenti) *	20,2-23,8	17,5-25,7	10,5-15,2	18,3-25,7	5,2-10,9
Export totale	2,3-5,8	2,8-5,9	0-3,8	2,4-8,6	0-8,3
di cui da Passo Gries	0	0	0-0,6	0-0,9	0-0,3
di cui da Tarvisio	2,3-5,8	2,8-5,9	0-3,2	2,4-7,8	0-8,0

* Terminali LNG di Panigaglia, FSRU Livorno, FSRU Piombino, FRSU Ravenna e Adriatic LNG

Per ognuno degli scenari di domanda come descritto nei paragrafi 6.2.1 e 6.2.2, sono stati analizzati tre scenari di copertura (MAX SUD, BILANCIATO e MAX NORD), e quindi di importazioni di gas naturale, contrastanti.

Tutti gli scenari analizzati evidenziano il ruolo centrale della rotta Sud come fonte di importazioni per il paese. Il potenziamento delle dorsali di trasporto da Sud a Nord (Dorsale Adriatica), permette di accogliere flussi aggiuntivi 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 circa 45 Gm³ annui sia al 2035 che al 2040. In particolare, ognuno degli scenari analizzati, prevede ipotesi diverse sull'approvvigionamento di gas dai punti di entrata in Sud Italia:

- MAX SUD: ipotesi di ampia disponibilità di gas da Sud (stabilità / crescita volumi da Algeria e Azerbaijan, ripresa volumi Libia), con peso relativo crescente nel tempo;
- BILANCIATO: disponibilità di gas da Sud in lieve decrescita, volumi GNL rilevanti e contributo importazioni dal Nord Europa a chiusura del bilancio nello scenario Energy Integration;
- MAX NORD: significativa riduzione dei volumi disponibili da Sud (e.g. esaurimento produzioni, riduzione investimenti upstream, aumento domanda interna, ...), volumi GNL come principale fonte per il paese, flussi da Nord sostenuti in tutti gli scenari.

In tutti gli scenari si osserva come il GNL assuma un ruolo chiave per il contributo alla diversificazione e alla sicurezza degli approvvigionamenti. La capacità di rigassificazione in Italia è aumentata grazie all'entrata in esercizio delle nuove FSRU a Piombino e Ravenna rispettivamente a luglio 2023 e maggio 2025 e all'espansione dei terminali di OLT e Adriatic LNG. È stato considerato anche un incremento di capacità del terminale di Panigaglia da 3.5 a 4.5 Gm³ pianificato per fine 2029. Nello scenario Best Estimate 2030 il GNL contribuirà alla copertura di circa un terzo della domanda nazionale.

Le importazioni attraverso il punto di entrata di Passo Gries garantiranno la flessibilità del sistema, e risulteranno essenziali nel caso di riduzione dei flussi da Sud (Algeria e/o Libia e/o TAP) conseguenti a una diversa evoluzione della domanda interna o ad una situazione di maggiore attrattività di altri mercati rispetto a quello italiano / europeo, o in assenza di nuovi investimenti in upstream.

Si prevede che l'Italia possa assumere un ruolo di Hub del gas e contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'area centro-orientale in seguito all'eliminazione delle importazioni di gas naturale e GNL russo previsto entro la fine del 2027 come da Regolamento Europeo 2026/261⁵⁸. I volumi disponibili per l'esportazione variano in funzione degli scenari di domanda domestica ed europea, 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 intorno ai 9 Gm³ anche sul lungo periodo grazie ai nuovi flussi di gas provenienti da Sud che potrebbero verificarsi nei prossimi anni.

Offerta di biometano negli scenari

Lo scenario Best Estimate prevede il raggiungimento di una produzione di biometano di 2 Gm³ annui al 2030, principalmente supportato dalla visione market-based con le richieste di allacciamento Snam.

Nel 2035, nello scenario Energy Integration, la produzione raggiunge 3,4 Gm³, proseguendo la crescita avviata dagli investimenti e dai meccanismi di sostegno attivati nell'ambito del PNRR. Al 2040 la produzione raggiunge 5,4 Gm³, un livello sostanzialmente in linea con l'ordine di grandezza indicato dal PNIEC per il 2030, ma conseguito con una traiettoria

⁵⁸ [Regolamento Europeo 2026/261](#)

più graduale.

Nello scenario Power Development, la maggiore capacità di investimento consente di raggiungere nel 2035 il valore supposto dal PNIEC 2024, riducendo di 5 anni il ritardo rispetto allo scenario Energy Integration. Nel 2040, alla valorizzazione del potenziale nazionale di produzione potrà affiancarsi anche un contributo da importazioni di biometano, consentendo di raggiungere complessivamente 10,7 Gm³, raggiungendo così i valori dello scenario ENTOS TYNDP2026.

I valori di disponibilità nazionale di biometano sono riportati in **Tabella 32**.

Tabella 32 - Disponibilità nazionale di biometano (Gm³)

BIOMETANO	Best Estimate 2030	Energy Integration 2035	Power Development 2035	Energy Integration 2040	Power Development 2040
Disponibilità nazionale	2,0	3,4	5,4	5,4	10,7

In entrambi gli scenari, viene valorizzato il potenziale di produzione nazionale, prevedendo all’orizzonte 2040 anche la possibilità di un contributo da importazioni di biometano. Nel breve-medio termine, la digestione anaerobica rappresenta una componente rilevante del potenziale di produzione di biometano, grazie alla disponibilità di diverse tipologie di biomasse, tra cui effluenti zootecnici, residui agricoli, FORSU e colture intercalari (sequential cropping). In particolare, nello scenario Best Estimate, la produzione prevista al 2030 risulta inferiore al potenziale ottenibile dalla sola digestione anaerobica, lasciando quindi margine rispetto alle risorse potenzialmente valorizzabili. Con l’orizzonte al 2040, il progressivo incremento della domanda di gas rinnovabile richiede una mobilitazione sempre più completa delle risorse nazionali disponibili. Nello scenario Power Development, la disponibilità prevista di 10,7 Gm³ risulta prossima al limite del potenziale sviluppabile tramite digestione anaerobica. In tale contesto, la gassificazione termochimica può contribuire ad ampliare il potenziale di produzione nazionale, attraverso la valorizzazione di biomasse lignocellulosiche e residui forestali non impiegabili nei processi biologici convenzionali. Il confronto tra i livelli di produzione di biometano assunti negli scenari e il potenziale teorico nazionale evidenzia come la disponibilità di biomassa non rappresenti il principale vincolo allo sviluppo del settore. Le stime mostrano infatti un potenziale produttivo ampiamente superiore alla domanda prevista al 2030 e sostanzialmente allineato ai fabbisogni degli scenari più ambiziosi al 2040. Il raggiungimento di tali livelli dipenderà quindi soprattutto dalla capacità di sviluppare le filiere di approvvigionamento e conversione della biomassa, favorendo gli investimenti e la diffusione delle tecnologie. In questo contesto, la digestione anaerobica è destinata a rappresentare la fonte prevalente di produzione nel breve-medio termine, mentre la gassificazione termochimica assumerà un ruolo sempre più rilevante negli scenari a maggiore penetrazione del gas rinnovabile. La tabella seguente riporta la ripartizione del potenziale produttivo al 2030 e 2040 per singola matrice.

Tabella 33 - Potenziale di produzione di biometano al 2040⁵⁹ (Mm³)

Tecnologia	2030	2040
Digestione anaerobica	7.931	9.823
Effluenti zootecnici	1.493	1.736
Residui agricoli	596	835
Sequential cropping	4.886	6.139
FORSU	612	713
Residui agroindustriali	285	324
Fanghi urbani	15	29
Fanghi industriali	11	11
Erba dai bordi stradali	25	25
Prati marginali	8	10

⁵⁹ [“Il potenziale del biometano nelle province italiane” - Snam - Consorzio Italiano Biogas](#)

Rifiuti della ristorazione	1	1
Gassificazione termochimica	163	2.558
Residui forestali primari	57	880
Residui forestali secondari	43	626
Legno da raccolta differenziata	10	154
Rifiuti indifferenziati	8	247
Potature	43	634
Gusci della frutta secca	1	17
Totale biometano	8.095	12.381

Offerta di idrogeno negli scenari

La crescita della domanda di idrogeno richiede lo sviluppo coordinato di un sistema di approvvigionamento diversificato, basato sulla produzione nazionale di idrogeno rinnovabile, sulla produzione di idrogeno blu e sulle importazioni, insieme alle infrastrutture necessarie per collegare i poli di produzione e i punti di ingresso ai principali centri di consumo. L'analisi considera esclusivamente i volumi destinati a soddisfare la domanda nazionale e non include eventuali flussi di transito o di esportazione verso altri mercati europei, che potrebbero determinare volumi di approvvigionamento e un utilizzo delle infrastrutture superiori a quelli rappresentati. I valori di approvvigionamento di idrogeno sono riportati in **Figura 56**.

Nel Best Estimate 2030, la domanda di idrogeno, pari a circa 1,5 TWh, è interamente coperta dalla produzione nazionale mediante elettrolisi. In questo orizzonte non sono previste importazioni né produzione di idrogeno blu, coerentemente con una fase ancora iniziale del mercato, caratterizzata da consumi contenuti e concentrati in un numero limitato di progetti.

Al 2035, la crescita della domanda determina una prima diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Nello scenario Energy Integration, la domanda complessiva, pari a 13,1 TWh, è soddisfatta dalla produzione nazionale mediante elettrolisi per 5,1 TWh, e la restante parte da import. Nello scenario Power Development, la domanda raggiunge invece 45,1 TWh coperti per la stessa quantità del precedente scenario da elettrolisi, per 36 TWh da import e la restante parte da idrogeno blu (SMR+CCS).

Al 2040, la produzione nazionale da elettrolisi aumenta a circa 10,9 TWh in entrambi gli scenari, mentre l'idrogeno blu contribuisce per 5,4 TWh. Nello scenario Energy Integration, a fronte di una domanda complessiva di 26,5 TWh, la produzione nazionale ne copre più del 60% e i restanti 10,2 TWh sono assicurati dalle importazioni. Questi volumi potrebbero essere approvvigionati attraverso un mix di soluzioni, tra cui la futura dorsale dedicata, l'idrogeno liquido via mare e i derivati, come l'ammoniaca, utilizzati direttamente o riconvertiti in idrogeno. Nello scenario Power Development, la domanda raggiunge invece 81,7 TWh. A parità di produzione nazionale da elettrolisi e di idrogeno blu, le importazioni aumentano fino a circa 65,4 TWh, diventando la principale fonte di approvvigionamento. Per gestire questi volumi, la dorsale dedicata assume un ruolo centrale, collegando i punti di ingresso ai principali poli di consumo. Le importazioni via mare, anche sotto forma di ammoniaca, metanolo o altri derivati, mantengono un ruolo complementare, contribuendo alla diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento.

L'Italian H2 Backbone è funzionale a collegare le produzioni nazionali, localizzate prevalentemente nelle aree meridionali caratterizzate da una maggiore disponibilità di risorse rinnovabili, e i volumi importati dal Nord Africa con i principali centri di consumo italiani. La dorsale costituisce la componente italiana del SouthH2 Corridor (**Figura 57**), il corridoio dedicato all'idrogeno che collega il Nord Africa, l'Italia, l'Austria e la Germania. Il corridoio si estende complessivamente per circa 3.300 km, utilizza per oltre il 65% infrastrutture riconvertite e presenta una capacità potenziale di importazione dal Nord Africa pari a circa 4 milioni di tonnellate di idrogeno all'anno. Nelle ipotesi infrastrutturali considerate, il progetto consente una potenziale importazione di circa 163 TWh/anno (448 GWh/giorno) dal Nord Africa e la successiva esportazione di circa 73 TWh/anno (200 GWh/giorno) verso Svizzera e Austria. Questi valori descrivono i flussi potenzialmente gestibili dall'infrastruttura e non coincidono con le importazioni riportate nel bilancio di copertura, che si riferiscono esclusivamente al fabbisogno italiano. Gli eventuali volumi diretti verso gli altri mercati europei non sono quindi inclusi nella domanda nazionale rappresentata negli scenari. L'Italian H2 Backbone e le altre infrastrutture che compongono il SouthH2 Corridor sono riconosciute come progetti di interesse comune nell'ambito del regolamento TEN-E. Il progetto italiano più recente prevede una rete di trasporto dell'idrogeno lunga

circa 1.900 km, realizzata per circa il 60% mediante la riconversione di infrastrutture gas esistenti. La dorsale potrà quindi contribuire sia alla copertura della domanda nazionale sia al transito di idrogeno verso l'Europa centrale, rafforzando il ruolo dell'Italia come punto di ingresso e collegamento tra le produzioni del Mediterraneo e i mercati europei. Una mappa dei corridoi di importazione idrogeno è riportata in **Figura 58**.

La relazione tra domanda, offerta e infrastrutture deve essere interpretata come un processo di reciproco rafforzamento. Una domanda più elevata rende necessari e sostiene gli investimenti nella produzione, nelle importazioni, nel trasporto e nello stoccaggio. Allo stesso tempo, la disponibilità di un'offerta più ampia, diversificata e competitiva crea le condizioni per la diffusione dell'idrogeno presso gli utilizzatori finali. Lo sviluppo della domanda e quello dell'offerta devono quindi procedere in modo coordinato, evitando sia il rischio che le nuove capacità produttive e infrastrutturali non trovino consumi sufficienti, sia che la crescita del mercato sia limitata dalla mancata disponibilità del vettore. In questo quadro, la produzione nazionale mediante elettrolisi tende a localizzarsi nelle aree caratterizzate da una maggiore producibilità eolica e fotovoltaica, tenendo conto anche della vicinanza ai centri di consumo e della disponibilità delle reti elettriche e delle future infrastrutture per il trasporto dell'idrogeno. Alla produzione rinnovabile si affianca progressivamente l'idrogeno blu, il cui contributo è legato allo sviluppo della filiera della CCS. Questa impostazione è coerente con la Strategia Nazionale Idrogeno⁶⁰, che attribuisce priorità all'idrogeno rinnovabile, riconoscendo allo stesso tempo il possibile contributo dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio, delle importazioni e delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio. Il gas naturale impiegato nella produzione di idrogeno blu è contabilizzato nella domanda di metano tra gli altri usi, mentre l'idrogeno prodotto è rappresentato separatamente nel bilancio di copertura.

La miscelazione dell'idrogeno nelle reti del gas può infine rappresentare una soluzione transitoria nelle prime fasi di sviluppo del mercato, offrendo uno sbocco iniziale alla produzione distribuita e consentendo di utilizzare, entro i limiti tecnici e normativi, parte delle infrastrutture esistenti. Con la crescita dei volumi, tuttavia, la copertura della domanda richiede prevalentemente idrogeno in purezza, adeguatamente tracciato e certificato. Il blending mantiene pertanto una funzione iniziale e complementare, mentre le infrastrutture dedicate rappresentano la configurazione di riferimento per lo sviluppo del mercato nel medio e lungo periodo.

Nel complesso, nello scenario Energy Integration la domanda relativamente contenuta può essere coperta prevalentemente dalla produzione nazionale, integrata da importazioni gestibili attraverso una combinazione di dorsale e approvvigionamenti marittimi. Nello scenario Power Development, la forte crescita dei consumi rende invece indispensabili la realizzazione della dorsale, la disponibilità di consistenti volumi importati e lo sviluppo di un mercato internazionale dell'idrogeno sufficientemente ampio e liquido.

⁶⁰ [Strategia Nazionale Idrogeno, MASE](#)

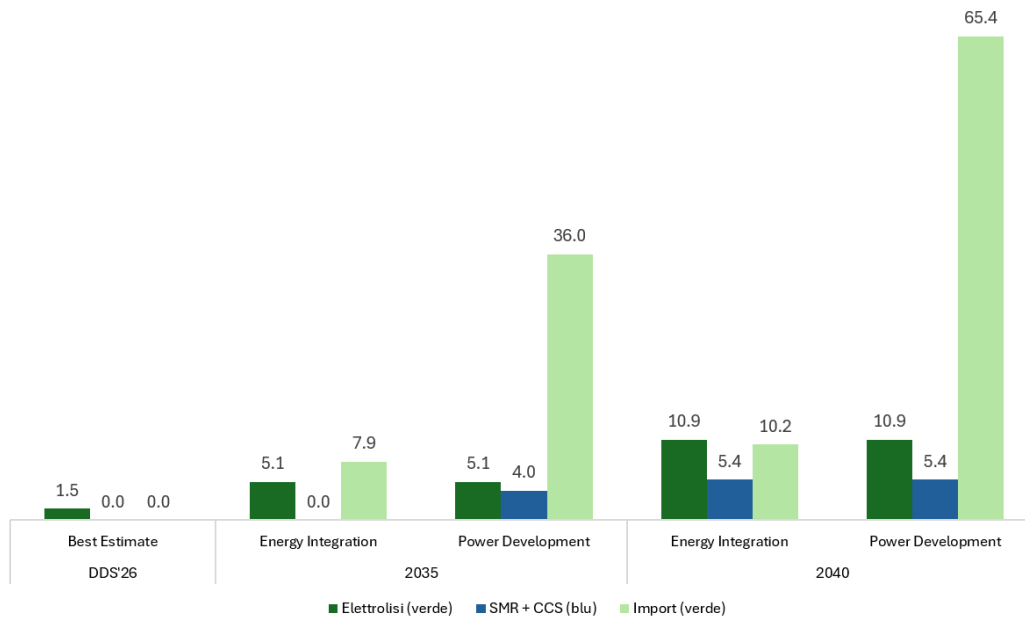


Figura 56 - Approvvigionamento di idrogeno per la domanda italiana [TWh]



Figura 57 - SouthH2Corridor



Figura 58 - Mappa dei corridoi di importazione idrogeno

Carbon Capture and Storage (CCS)

La cattura e lo stoccaggio permanente della CO₂, Carbon Capture and Storage, CCS, rappresentano una leva complementare all'efficienza energetica, all'elettrificazione e alla diffusione dei vettori rinnovabili. Il loro impiego è rivolto principalmente all'abbattimento delle emissioni residue nei settori caratterizzati da emissioni di processo o da limitate alternative tecnologiche, tra cui cemento, calce, acciaio, chimica, raffinazione, produzione di idrogeno e trattamento dei rifiuti. Lo Studio CCUS del MASE⁶¹ individua in particolare la CCS come soluzione essenziale per cemento, calce e termovalorizzazione e come opzione ad elevata applicabilità per raffinazione, chimica, produzione di idrogeno blu e acciaio primario.

Eni, in qualità di operatore, e Snam stanno sviluppando Ravenna CCS, il primo progetto italiano dedicato alla cattura, al trasporto e allo stoccaggio geologico permanente della CO₂ a fini ambientali. La prima fase, entrata in esercizio nell'agosto 2024, è progettata per catturare e stoccare fino a 25 mila tonnellate di CO₂ all'anno provenienti dall'impianto di trattamento del gas naturale di Casalborsetti. Una volta separata dai fumi, la CO₂ viene trasportata attraverso condotte precedentemente utilizzate per il gas naturale e opportunamente riconvertite fino alla piattaforma offshore di Porto Corsini Mare Ovest, per essere immessa nell'omonimo giacimento esaurito a circa 3.000 metri di profondità. Il sistema ha registrato un'efficienza di cattura superiore al 90%, nonostante la concentrazione di CO₂ nei fumi sia inferiore al 3%⁶². Nel 2026, la prima fase ha inoltre ricevuto l'IPTC Sustainability Excellence Award, a riconoscimento della maturità tecnologica e dell'affidabilità operativa dimostrate.

Nel Best Estimate al 2030, i volumi di CO₂ catturati e stoccati raggiungono circa 4 Mt all'anno. Il valore è coerente con la successiva fase industriale di Ravenna CCS e con l'obiettivo non vincolante riportato nel PNIEC 2024⁶³. Il progetto evolve quindi da una prima applicazione su scala limitata verso un servizio aperto anche alla CO₂ proveniente da siti industriali terzi, trasportata in forma gassosa mediante condotte oppure in forma liquida via nave e, potenzialmente, tramite ferrovia o mezzi stradali. Al 2040, nello scenario Energy Integration, i volumi catturati e stoccati raggiungono circa 16 Mt di CO₂ all'anno. La traiettoria è coerente con il profilo indicativo di sviluppo dell'hub di Ravenna delineato nel PNIEC e nello Studio CCUS del MASE, che prevede l'espansione della capacità di iniezione da 4 Mt all'anno entro il 2030 fino a circa 16 Mt indicativamente nel periodo 2030-2040. L'effettiva crescita della capacità dipenderà dalla maturazione dei progetti di cattura, dalla domanda espressa dagli emettitori e dalla realizzazione delle infrastrutture necessarie al conferimento della CO₂. Nello scenario Power Development, i volumi catturati e stoccati raggiungono circa 40 Mt di CO₂ all'anno nel 2040. Tale livello presuppone lo sviluppo di una filiera nazionale più articolata rispetto al solo

⁶¹ [Studio CCUS, Analisi degli aspetti tecnici, economici e normativi funzionali allo sviluppo della filiera CCUS](#)

⁶² [CCS Eni-Snam: l'hub di Ravenna](#)

⁶³ [Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, giugno 2024](#)

ampliamento dell'hub di Ravenna, con ulteriori poli di cattura, infrastrutture condivise di trasporto e capacità aggiuntive di stoccaggio. La scala ipotizzata trova un primo riscontro nell'indagine non vincolante sul potenziale mercato dei servizi di trasporto e stoccaggio della CO₂, condotta da Eni e Snam nel 2024. All'indagine hanno partecipato 61 imprese, rappresentative di 172 siti emissivi, di cui 141 esistenti e 31 futuri. Le manifestazioni di interesse raccolte indicano volumi potenzialmente conferibili pari a 27,2 Mt di CO₂ all'anno nel 2030 e a 34,2 Mt all'anno nel 2040. Il valore di 40 Mt al 2040 assunto nello scenario Power Development risulta quindi superiore rispetto ai volumi rilevati dall'indagine, ma rimane prossimo all'ordine di grandezza già espresso dal mercato. La differenza presuppone un'ulteriore espansione della filiera, attraverso l'ingresso di nuovi emettitori anche dall'estero e l'incremento dei volumi conferiti dai siti esistenti. L'indagine evidenzia inoltre una significativa concentrazione dei volumi: al 2030, circa l'80% della CO₂ potenzialmente conferibile, equivalente a circa 22 Mt all'anno, proviene da 40 impianti, pari a circa un quarto dei siti interessati. Una struttura di questo tipo può favorire l'avvio della filiera, consentendo di aggregare quantità rilevanti attraverso il collegamento prioritario dei principali poli emissivi.

La disponibilità geologica risulta adeguata a sostenere entrambe le traiettorie. Il potenziale nazionale attualmente conosciuto nei giacimenti di idrocarburi esauriti o in via di esaurimento è stimato in circa 750 Mt di CO₂, di cui circa 515 Mt riconducibili all'hub di Ravenna, 130 Mt a un possibile hub nello Ionio e circa 100 Mt a due giacimenti terrestri nelle aree di Ravenna e della Sicilia. A tale capacità si aggiunge il potenziale degli acquiferi salini, significativamente più elevato ma caratterizzato da minore conoscenza geologica e maturità progettuale stimate fino a 11.600 Mt di CO₂ per l'offshore Adriatico⁶⁴. Ravenna costituisce il principale punto di avvio della filiera grazie alla presenza di giacimenti offshore esauriti, infrastrutture riconvertibili, rilevanti distretti industriali nelle aree limitrofe e un sistema portuale in grado di ricevere CO₂ via mare. Una prima rete terrestre collegherà le aree di Ravenna, Casalborgorsetti e Ferrara e potrà svilupparsi successivamente verso gli altri distretti della Pianura Padana⁶⁵. I poli industriali costieri del Centro-Sud e delle isole possono invece essere serviti attraverso collegamenti marittimi e centri portuali di raccolta e liquefazione. Il progetto Ravenna CCS è inoltre integrato nel Callisto Mediterranean CO₂ Network, riconosciuto come Progetto di Interesse Comune europeo e finalizzato allo sviluppo di una rete transfrontaliera per il trasporto e lo stoccaggio della CO₂ nel Mediterraneo. Lo sviluppo nazionale si inserisce dunque nel più ampio quadro europeo per la gestione industriale del carbonio.

Il Net-Zero Industry Act stabilisce per l'Unione europea una capacità minima di iniezione geologica pari ad almeno 50 Mt di CO₂ all'anno entro il 2030. La Strategia europea per la gestione industriale del carbonio stima inoltre un fabbisogno di cattura di circa 280 Mt all'anno nel 2040 e di circa 450 Mt nel 2050, insieme alla progressiva formazione di un mercato europeo dei servizi di trasporto, utilizzo e stoccaggio della CO₂. La concreta realizzazione delle traiettorie dipende dal coordinamento tra gli impianti di cattura e le infrastrutture di trasporto e stoccaggio. La disponibilità di capacità geologica deve essere accompagnata da procedure di accesso trasparenti, pianificazione pluriennale delle infrastrutture e strumenti capaci di mitigare il rischio di sottoutilizzo nelle prime fasi. Nella fase di avvio della filiera sarà necessario superare il divario economico tra il costo complessivo della filiera e il valore delle emissioni nel sistema ETS, attraverso un quadro regolatorio e meccanismi di sostegno che favoriscano la sincronizzazione degli investimenti degli emettitori e degli operatori infrastrutturali.

Nel complesso, il Best Estimate 2030 rappresenta l'avvio della filiera italiana su scala industriale. Lo scenario Energy Integration ne prevede un'espansione progressiva, principalmente imperniata sull'hub di Ravenna. Lo scenario Power Development assume invece la formazione di un sistema nazionale multimodale, necessario per collegare un numero più ampio di distretti industriali e gestire volumi significativamente superiori.

⁶⁴ [Studio CCUS, Analisi degli aspetti tecnici, economici e normativi funzionali allo sviluppo della filiera CCUS](#)

⁶⁵ La rete di trasporto CO₂ di competenza Snam che collegherà le aree di Ravenna, Casalborgorsetti e Ferrara ha ottenuto il Decreto di compatibilità ambientale nel gennaio 2026 ed è attualmente in corso il procedimento di Autorizzazione Unica. Lo stoccaggio CO₂ è soggetto a procedura di valutazione di impatto ambientale avviata da Eni nel giugno 2026.



9.

Consumi finali di
energia, consumo
interno lordo ed
emissioni

9 Consumi finali di energia, consumo interno lordo ed emissioni

9.1 Consumo finale di energia

Il Consumo Finale di Energia (FEC)⁶⁶ rappresenta l'energia effettivamente utilizzata dai consumatori finali nei diversi settori dell'economia, quali industria, trasporti, residenziale, servizi e agricoltura, per soddisfare i propri fabbisogni energetici. Sono esclusi i consumi e le perdite associati ai processi di trasformazione dell'energia, come la produzione di elettricità e calore. Il FEC costituisce pertanto un indicatore diretto della domanda energetica finale del Paese e dell'evoluzione degli usi finali dell'energia.

9.1.1 Consumo finale di energia per vettore

Tutti gli scenari prospettano una progressiva contrazione dei consumi energetici finali (**Figura 59**) nonostante la crescita attesa del PIL, per effetto delle misure di efficientamento e della diffusione di tecnologie a maggiore efficienza. La riduzione è contenuta al 2030 e si accentua nel lungo periodo, risultando più marcata nello scenario Power Development rispetto allo scenario Energy Integration: il totale dei consumi finali scende da circa 109 Mtep del 2024 fino a circa 95 Mtep al 2040 nello scenario di Power Development.

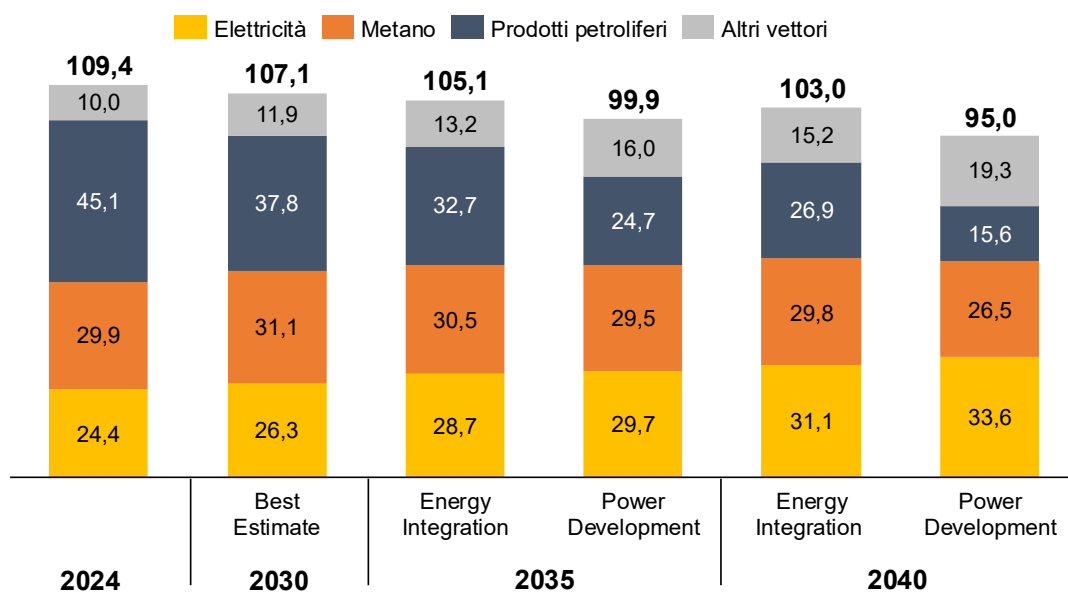


Figura 59 - Usi energetici finali per principale vettore energetico [Mtep]

Alla riduzione dei consumi complessivi si accompagna una profonda ricomposizione del mix energetico. I combustibili fossili, e in particolare i prodotti petroliferi, si riducono in misura consistente, mentre cresce il peso del vettore elettrico e dei vettori a zero emissioni. Sostenuta dal processo di elettrificazione dei consumi, l'energia elettrica cresce fino a diventare il principale vettore dei consumi finali.

I combustibili a zero emissioni, biometano, idrogeno rinnovabile, bioliquidi ed e-fuels, registrano l'espansione relativa più rapida e assumono un peso crescente nel lungo periodo, contribuendo a sostituire i vettori fossili residui. La tendenza si rafforza al 2040 ed è tanto più accentuata quanto più ambizioso è lo scenario: lo scenario Power Development presenta infatti la quota più elevata di vettori a basse emissioni e la minore incidenza dei combustibili fossili.

⁶⁶ Consumo finale di energia (Europa 2020-2030) [FEC2020-2030].

Il dettaglio dei consumi finali per singolo vettore energetico, a copertura del fabbisogno nei diversi scenari, è riportato nella **Tabella 34**.

Tabella 34 – Consumi finali per vettore energetico [Mtep]

	2024	2030	2035		2040	
	Storico	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
TOTALE	109,4	107,1	105,1	99,9	103	95
Energia elettrica	24,4	26,3	28,7	29,7	31,1	33,6
Combustibili zero-emissioni	7,0	10,4	13,3	17,2	17,2	24,4
Idrogeno	0,0	0,0	0,7	1	1,2	2,1
Biometano	0,3	1,6	2,7	4	4,2	8
Bioliquidi	1,4	3,5	4,9	6,8	6,9	8,4
E-fuel	0,0	0,0	0	1,4	0,2	2,4
Biomassa	5,4	5,3	5	4	4,7	3,5
Combustibili fossili	75,9	67,9	60,8	50,6	52,7	34,3
Gas naturale	29,6	29,6	27,8	25,5	25,6	18,5
Prodotti petroliferi	45,1	37,8	32,7	24,7	26,9	15,6
Carbone/altri Solidi	1,2	0,6	0,3	0,3	0,2	0,2
Altro	2,1	2,5	2,3	2,5	2	2,7
Elettrificazione [%]	22%	25%	27%	30%	30%	35%

La riduzione dei consumi di combustibili fossili è diretta conseguenza degli obiettivi di riduzione delle emissioni e di efficienza energetica. Le leve per conseguirli sono essenzialmente due. La prima è l'elettrificazione dei consumi: sostituendo le tecnologie fossili con tecnologie elettriche intrinsecamente più efficienti, come le pompe di calore e i veicoli elettrici, si ottiene una riduzione del consumo energetico finale complessivo a fronte di un aumento dei soli consumi elettrici. È questa la ragione per cui la contrazione dei consumi finali qui descritta non è in contraddizione con la crescita del fabbisogno elettrico illustrata nei paragrafi precedenti, ma ne costituisce il naturale contraltare. La seconda leva è la progressiva adozione di vettori a zero emissioni, biometano, idrogeno rinnovabile, bioliquidi ed e-fuel, che sostituiscono i combustibili fossili soprattutto nei settori difficilmente elettrificabili, dove possono assumere un ruolo chiave per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

9.1.2 Consumi finale di energia per settore

La contrazione dei consumi finali si concentra soprattutto nel settore dei trasporti (**Figura 60**), che registra la riduzione più marcata lungo l'intero orizzonte considerato nel presente documento. Il calo è trainato dall'elettrificazione della mobilità, in particolare del trasporto stradale: la sostituzione dei veicoli con motore a combustione interna con veicoli elettrici, riduce sensibilmente l'energia finale necessaria grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico. Il settore civile, che comprende il residenziale e il terziario, si mantiene invece relativamente stabile: le misure di efficientamento, come l'isolamento termico degli edifici e la diffusione delle pompe di calore in sostituzione delle caldaie a gas, ne contengono i consumi finali, controbilanciando in parte la crescita delle nuove utenze elettriche ricomprese nel settore, tra cui i Data Center. L'industria risulta infine il comparto più inerziale, con consumi finali sostanzialmente costanti. L'evoluzione del settore è guidata soprattutto dal ricambio tecnologico e dall'adozione di soluzioni a maggiore efficienza energetica, anche in considerazione della più limitata possibilità di elettrificare numerosi processi produttivi.

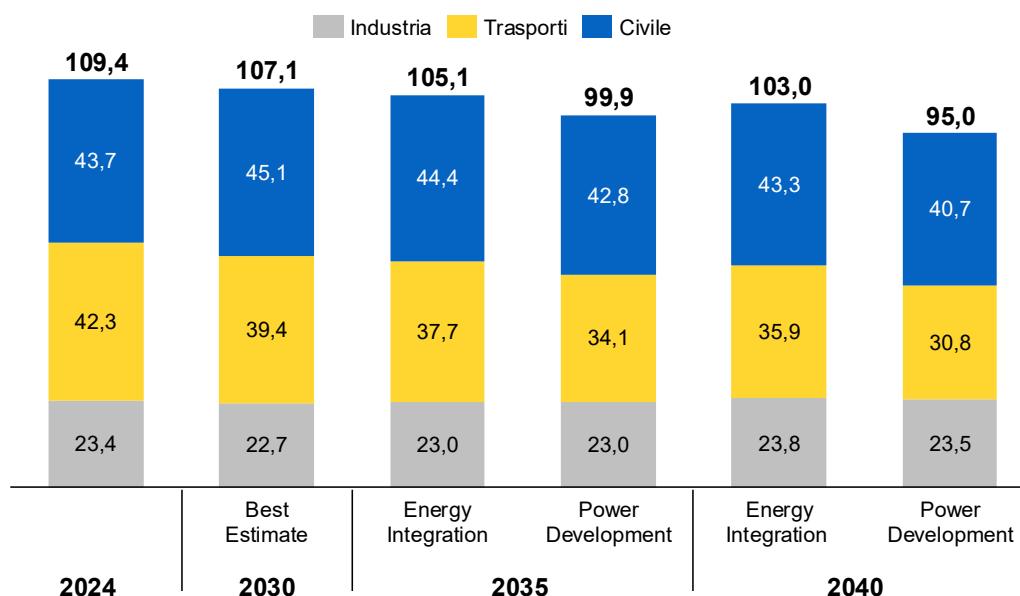


Figura 60 - Usi energetici finali per i settori industria, trasporti e civile⁶⁷ [Mtep]

Oltre alla riduzione complessiva dei consumi, gli scenari evidenziano una significativa evoluzione della composizione energetica. Tale trasformazione è illustrata in **Figura 61**, che confronta la struttura dei consumi finali nel 2024 e nello scenario più ambizioso al 2040 (**Power Development**). La larghezza delle barre è proporzionale al peso del settore in termini di energia finale, mentre l'altezza ne rappresenta la ripartizione percentuale tra i vettori. È utile ricordare che le categorie riportate non coincidono con la distinzione fra fonti fossili e rinnovabili: la voce gas comprende, oltre al gas naturale, anche l'idrogeno e il biometano; analogamente i liquidi includono sia i prodotti petroliferi sia i bioliquidi e gli e-fuels, e i solidi sia il carbone sia le biomasse.

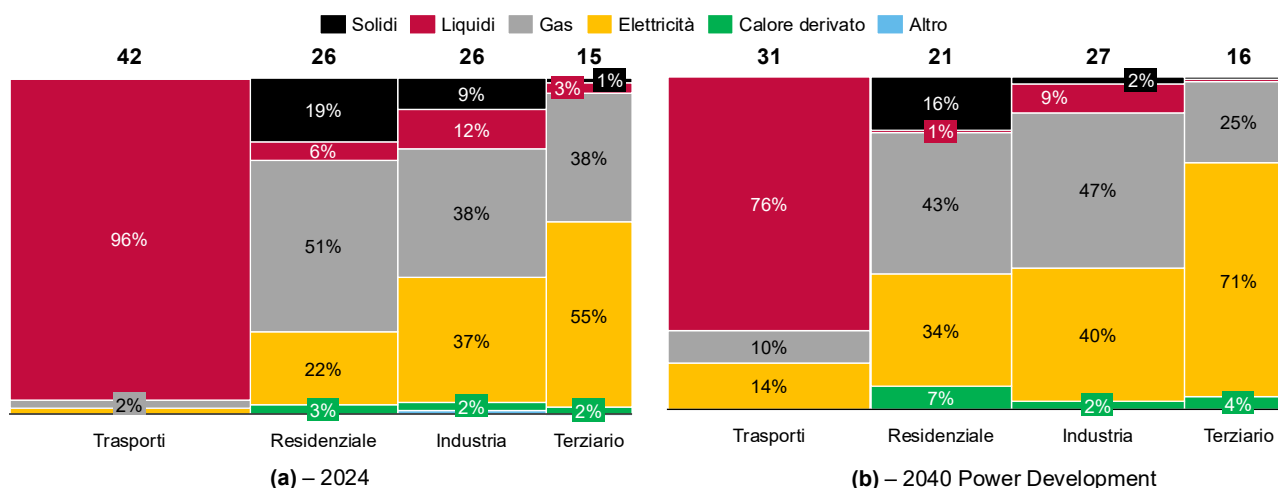


Figura 61 – Consumi finali per vettore e settore 2024 vs 2040 (Power Development) [% , Mtep]

Il grado di elettrificazione cresce in tutti i settori, ma con intensità molto diversa a seconda della facilità tecnica di sostituzione. Il terziario è il comparto già oggi più elettrificato e rafforza ulteriormente questa posizione, con la quota elettrica che sale dal 55% al 71%: è anche l'unico settore la cui dimensione complessiva aumenta, per effetto dell'espansione dei servizi e delle utenze digitali. Nel residenziale l'elettricità passa dal 22% al 34%, trainata dalla diffusione delle pompe di calore in sostituzione delle caldaie tradizionali. Nell'industria l'elettrificazione avanza in misura più contenuta (dal 37% al 40%), frenata dalla presenza di processi ad alta temperatura difficilmente elettrificabili. I trasporti, infine, restano il settore meno elettrificato ma registrano il progresso relativo più netto: la quota elettrica, pressoché trascurabile nel 2024, raggiunge il 14% al 2040, pur in un contesto ancora dominato dai vettori liquidi.

Là dove l'elettrificazione diretta incontra maggiori ostacoli, il fabbisogno residuo viene coperto in misura crescente da

⁶⁷ Comprende Residenziale, Terziario, Agricoltura, Data Center, e Altro.

vettori a basse emissioni. Nell'industria ciò si traduce in un maggiore ricorso ai gas, categoria che al 2040 incorpora quote significative di idrogeno e biometano, a scapito dei solidi e dei liquidi fossili; nei trasporti, accanto all'elettrico, permangono vettori liquidi progressivamente sostituiti con bioliquidi ed e-fuel. In tutti i settori si riduce il peso delle componenti più emissive, come il carbone e i prodotti petroliferi, mentre il calore derivato mantiene un ruolo di nicchia, in crescita nel residenziale.

Nel complesso, la lettura per vettore e settore conferma quanto osservato a livello aggregato: la contrazione dei consumi finali totali si accompagna a un profondo spostamento verso l'elettricità e i vettori puliti. I settori a maggiore vocazione elettrica, terziario e residenziale, guidano la transizione sul lato della domanda finale, mentre i trasporti e l'industria, pur contribuendo in modo significativo, restano i comparti in cui la sostituzione dei combustibili tradizionali richiede il ricorso combinato di elettrificazione e molecole a zero emissioni.

In **Figura 62** viene confrontata la struttura dei consumi finali nel 2024 e nello scenario Energy Integration al 2040.

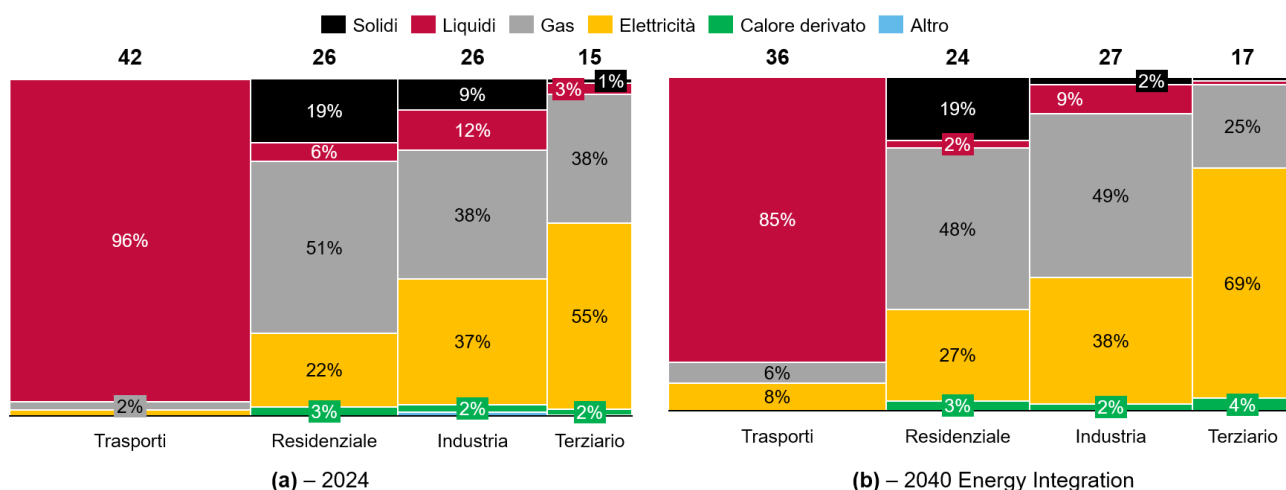


Figura 62 - Consumi finali per vettore e settore 2024 vs 2040 (Energy Integration) [%, Mtep]

Anche nello scenario Energy Integration il grado di elettrificazione aumenta in tutti i settori, sebbene in misura più contenuta rispetto allo scenario Power Development. Il terziario rimane il comparto più elettrificato, con la quota di elettricità che cresce dal 55% al 69%, mantenendo al contempo una sostanziale stabilità dei consumi complessivi. Nel residenziale l'elettricità passa dal 22% al 27%, evidenziando una diffusione più graduale delle pompe di calore e una maggiore permanenza dei vettori gassosi, che arrivano a rappresentare quasi la metà dei consumi finali del settore (48%). Nell'industria l'elettrificazione avanza solo marginalmente, dal 37% al 38%, mentre aumenta il ricorso ai gas, che raggiungono il 49% del mix energetico. Nei trasporti, infine, la quota elettrica sale dall'1% all'8%, valore inferiore rispetto allo scenario Power Development, lasciando ai combustibili liquidi un ruolo ancora predominante con l'85% dei consumi finali. In tutti i settori si osserva comunque una riduzione del contributo delle fonti fossili tradizionali, mentre il calore derivato continua a svolgere un ruolo marginale. Nel complesso, la lettura per vettore e settore conferma, rispetto allo scenario Power Development, una transizione meno orientata all'elettrificazione diretta e maggiormente basata sull'integrazione tra vettori energetici diversi, con un ruolo più rilevante delle molecole decarbonizzate nei comparti in cui la sostituzione dei combustibili tradizionali risulta tecnicamente o economicamente più complessa.

9.2 Consumo interno lordo di energia

Il Consumo Interno Lordo di energia (CIL)⁶⁸ rappresenta il fabbisogno energetico complessivo del sistema nazionale. Include i consumi finali di energia, gli impieghi del settore energetico, le perdite associate ai processi di trasformazione, trasmissione e distribuzione dell'energia, nonché gli utilizzi non energetici dei prodotti energetici. Il CIL costituisce pertanto un indicatore sintetico dell'energia complessivamente richiesta dall'economia nazionale.

Nel periodo storico il CIL ha mostrato una progressiva riduzione, passando da livelli superiori a 170 Mtep all'inizio degli anni 2010 agli attuali 137 Mtep circa. Tale andamento è riconducibile al miglioramento dell'efficienza energetica nei diversi settori di consumo, all'evoluzione tecnologica degli usi finali e alla progressiva trasformazione del sistema energetico, caratterizzato da una crescente elettrificazione dei consumi e da una maggiore diffusione delle fonti rinnovabili.

Negli scenari elaborati il CIL si mantiene stabile o in lieve diminuzione rispetto ai livelli attuali. Nello scenario Best Estimate il valore si attesta a circa 137 Mtep al 2030. Lo scenario Energy Integration presenta un fabbisogno energetico sostanzialmente stabile anche agli orizzonti successivi, con valori pari a 135,1 Mtep al 2035 e 133,6 Mtep al 2040. Nello scenario Power Development emerge invece una riduzione più marcata, con il CIL che scende a circa 126,7 Mtep al 2035 e 122,8 Mtep al 2040. Tale andamento riflette una maggiore diffusione di tecnologie efficienti e processi di elettrificazione più spinti, consentendo una diminuzione del fabbisogno energetico complessivo nonostante la crescita economica prevista lungo tutto l'orizzonte di analisi. Parallelamente si osserva una profonda trasformazione del mix energetico. Le fonti fossili riducono progressivamente il proprio contributo, mentre cresce il ruolo delle fonti rinnovabili, dell'elettricità, del biometano e dell'idrogeno. La quota riconducibile alle fonti rinnovabili passa da circa il 20% del CIL nel 2024 a circa il 28% nello scenario Best Estimate al 2030. Negli scenari al 2040 la crescita prosegue, raggiungendo circa il 38% nello scenario Energy Integration e oltre il 50% nello scenario Power Development. Tale evoluzione evidenzia il progressivo spostamento verso un sistema energetico caratterizzato da un maggiore contributo delle fonti a basse emissioni e da una minore dipendenza dai combustibili fossili. In **Figura 63** è presentato l'andamento dei consumi di energia primaria per due anni storici e per gli anni target degli scenari DDS 2026.

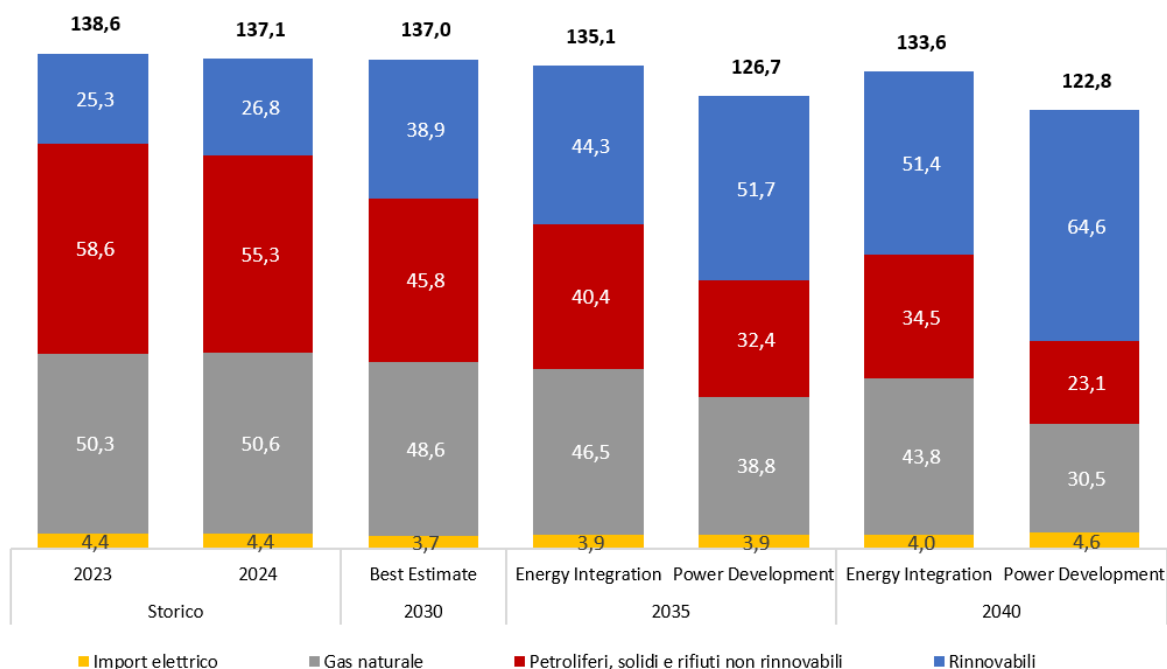


Figura 63 - Consumi di energia primaria (Gross inland consumption Europe 2020-2030) storici e negli scenari [Mtep].

⁶⁸ Consumo Interno Lordo (Europa 2020-2030) [GIC2020-2030].

9.3 Emissioni di CO₂

L'Unione Europea ha definito un percorso di progressiva riduzione delle emissioni di gas a effetto serra finalizzato al conseguimento della neutralità climatica entro il 2050. In tale contesto, il 2030 rappresenta una tappa intermedia fondamentale, con l'obiettivo di ridurre le emissioni nette di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990. Per l'Italia, le emissioni nette di gas serra nel 1990 risultano pari a circa 520 MtCO₂eq, considerando il contributo del settore LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry) e includendo le emissioni associate al trasporto internazionale. Le emissioni nazionali hanno raggiunto il proprio massimo storico nel 2005, con circa 558 MtCO₂eq, per poi seguire una progressiva traiettoria di riduzione. Dopo il minimo registrato nel 2020 durante la pandemia da COVID-19, si è osservata una temporanea ripresa delle emissioni associata alla ripartenza delle attività economiche. Nell'inventario nazionale più recente⁶⁹, le emissioni nette italiane ammontano a circa 299 MtCO₂eq nel 2024 e 322 MtCO₂eq nel 2025 (escludendo il trasporto internazionale). Un ruolo sempre più rilevante è svolto dal settore LULUCF, che nel 2024 registra assorbimenti netti pari a circa 64 MtCO₂eq. Tale risultato riflette sia l'evoluzione degli ecosistemi forestali e dei suoli sia il progressivo affinamento delle metodologie di contabilizzazione adottate negli inventari nazionali, che hanno consentito una rappresentazione più accurata della capacità di assorbimento del carbonio presente sul territorio.

Le emissioni prospettiche per gli anni target 2030, 2035 e 2040 sono state stimate combinando i risultati degli scenari energetici sviluppati nel DDS 2026 con le più recenti proiezioni emissive pubblicate da ISPRA. Per le componenti non direttamente riconducibili agli usi energetici (emissioni di processo e utilizzo di prodotti emissivi, dell'agricoltura e dei rifiuti) e per le emissioni fuggitive e il settore LULUCF, sono stati adottati i corrispondenti valori pubblicati da ISPRA. In particolare, per la previsione Best Estimate e per lo scenario Energy Integration sono state considerate le proiezioni associate allo scenario con misure esistenti (WEM), mentre per lo scenario Power Development sono state utilizzate le proiezioni dello scenario con misure aggiuntive (WAM). Le emissioni associate agli usi energetici sono state invece stimate a partire dai consumi energetici degli scenari DDS 2026 mediante l'applicazione di fattori emissivi specifici per combustibili fossili solidi, liquidi e gassosi. Tali fattori sono stati calibrati sui dati storici attraverso il confronto tra i bilanci energetici Eurostat⁷⁰ e le emissioni riportate negli inventari ISPRA nel periodo 2020-2024, al fine di garantire la coerenza tra consumi energetici ed emissioni osservate. Le stime ottenute rappresentano pertanto una valutazione delle emissioni future coerente con le ipotesi energetiche sottostanti agli scenari, pur non sostituendo la contabilizzazione ufficiale effettuata secondo la metodologia degli inventari nazionali. Coerentemente con le prassi adottate a livello europeo, i risultati sono riportati sia includendo sia escludendo il trasporto internazionale⁷¹. Come evidenziato dalla Commissione europea, il monitoraggio degli obiettivi climatici dell'Unione considera infatti anche una quota delle emissioni del trasporto marittimo e aereo internazionale soggette alla normativa europea, mentre tali componenti non sono generalmente incluse nelle proiezioni emissive nazionali. La presentazione di entrambe le metriche consente quindi una maggiore confrontabilità con i diversi riferimenti statistici e regolatori.

Nello scenario Best Estimate, le emissioni nette si attestano a circa 267 MtCO₂eq nel 2030, corrispondenti a una riduzione del 49% rispetto al 1990 considerando il trasporto internazionale e del 50% escludendolo. Rispetto ai livelli del 2024, il calo è attribuibile principalmente alla riduzione delle emissioni associate agli usi energetici, sostenuta dalla diffusione delle fonti rinnovabili, dal miglioramento dell'efficienza energetica e dal progressivo processo di elettrificazione dei consumi finali.

Nel 2035, le emissioni nette raggiungono 239 MtCO₂eq nello scenario Energy Integration e 178 MtCO₂eq nello scenario Power Development, corrispondenti rispettivamente a una riduzione del 54% e del 66% rispetto ai livelli del 1990. Escludendo il trasporto internazionale, le riduzioni raggiungono rispettivamente il 55% e il 67%. Il conseguimento di tali risultati è supportato anche dal progressivo sviluppo delle tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂, che raggiungono volumi pari a circa 10 MtCO₂/anno nello scenario Energy Integration e 22 MtCO₂/anno nello scenario Power Development. Per il settore LULUCF sono stati assunti assorbimenti netti pari a circa 50 MtCO₂eq, in linea con le più recenti proiezioni ISPRA.

Entro il 2040, le emissioni nette si riducono ulteriormente fino a 199 MtCO₂eq nello scenario Energy Integration e 101 MtCO₂eq nello scenario Power Development, corrispondenti a una riduzione rispettivamente del 62% e dell'81% rispetto ai livelli del 1990. Escludendo il trasporto internazionale, le riduzioni raggiungono il 63% e l'82%. A tale

⁶⁹ [Le emissioni di gas serra in Italia: obiettivi di riduzione e scenari emissivi \(ISPRA, edizione 2026\)](#)

⁷⁰ [Energy Balances -Eurostat \(April 2026 edition\)](#).

⁷¹ [EU wide assessment of the final updated national energy and climate plans Delivering the Union's 2030 energy and climate objectives](#)

evoluzione contribuiscono sia la profonda trasformazione del sistema energetico sia la crescente diffusione della CCS, che raggiunge volumi di cattura e stoccaggio pari a circa 16 MtCO₂/anno nello scenario Energy Integration e 40 MtCO₂/anno nello scenario Power Development. Parallelamente, il settore LULUCF mantiene una capacità di assorbimento stimata in circa 55 MtCO₂eq. **Tabella 35** e **Figura 64** riportano il dettaglio per settore delle emissioni negli anni storici e negli scenari sviluppati.

Tabella 35– Dettaglio emissioni gas serra [MtCO₂eq.]

	1990	2005	2024	2025	2030	2035		2040	
	Storico	Storico	Storico	Storico	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Usi energetici*	426	488	295	304	248	227	180	201	130
Altri usi**	93	104	69	69	64	61	59	59	57
LULUCF	-13	-44	-64	-50	-53	-50	-50	-55	-55
CCS	0	0	0	0	-4	-10	-22	-16	-40
Trasporto internazionale***	14	9	12	11	12	11	10	10	8
TOTALE	520	558	311	334	267	239	178	199	101
Riduzione emissioni vs 1990	0%	7%	-40%	-36%	-49%	-54%	-66%	-62%	-81%
Totale senza trasporto internazionale	506	549	299	322	255	228	168	189	92
Riduzione emissioni vs 1990	0%	8%	-41%	-36%	-50%	-55%	-67%	-63%	-82%

*Include emissioni fugitive.

**Include emissioni di processo e utilizzo di prodotti emissivi, dell'agricoltura, dei rifiuti e la CO₂ indiretta.

***Le emissioni del settore comprendono l'aviazione internazionale e i bunkeraggi marittimi internazionali. Ai fini della contabilizzazione, per entrambe le componenti è stata considerata esclusivamente la quota intra-UE, stimata sulla base dei dati storici del database [JRC-IDEES-2023](#). Per i bunkeraggi marittimi extra-UE è stato applicato un fattore di sconto del 50%, in linea con la normativa europea. Per gli anni target è stata mantenuta la quota intra-UE dell'ultimo anno disponibile (2023), mentre per il 1990 sono state considerate le emissioni complessive, senza applicazione di quote o fattori di sconto.

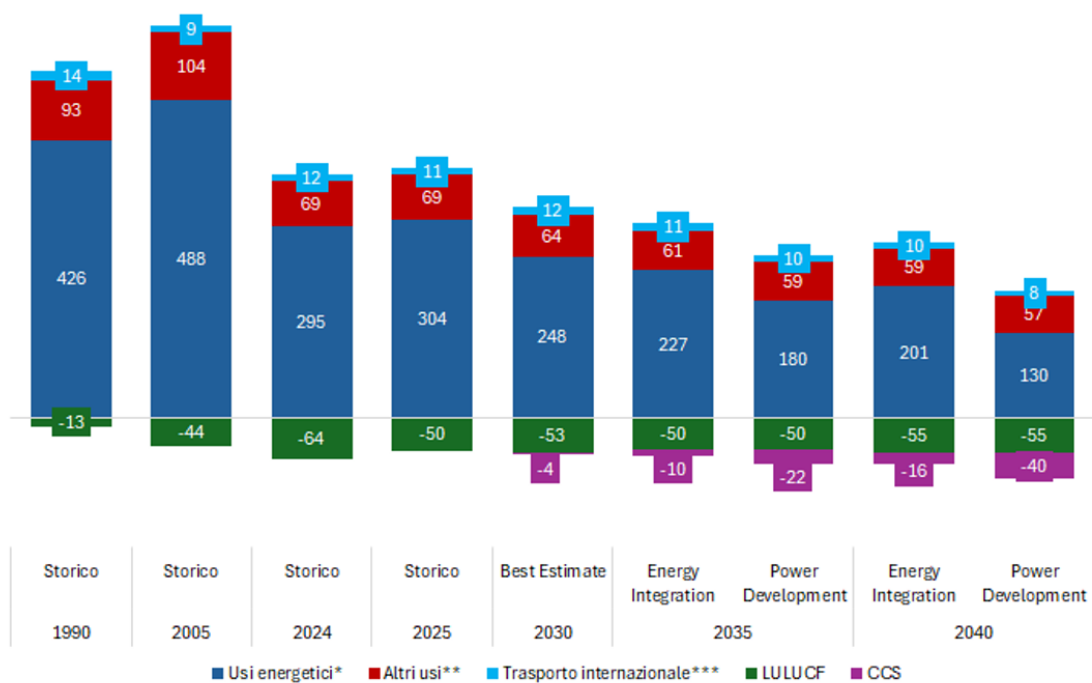
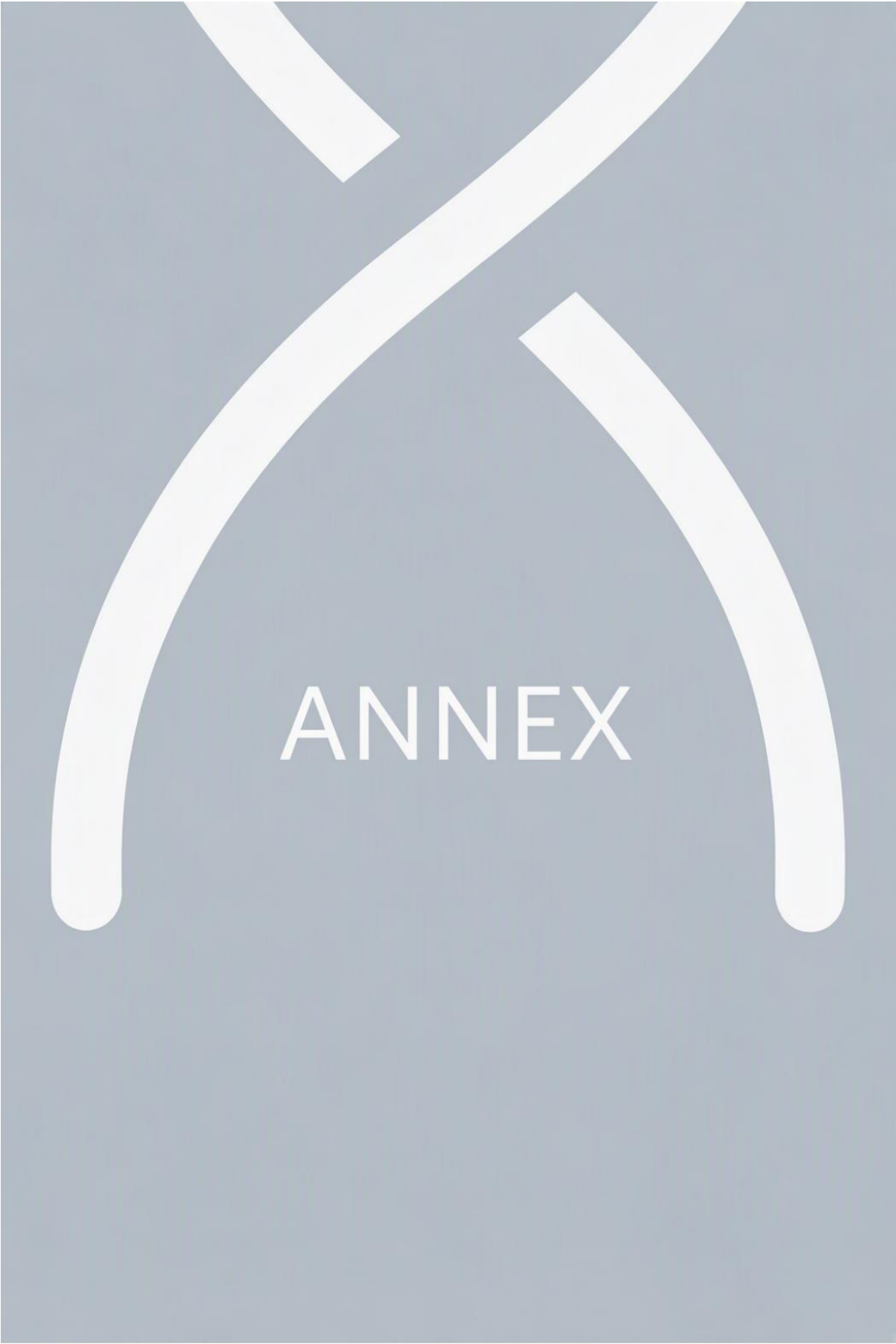


Figura 64 -Andamento emissioni gas serra⁷² [MTCO₂eq.]

⁷² Include emissioni da trasporto internazionale.



ANNEX

10 ANNEX I: Evoluzione FER e accumuli per Regione

Di seguito si riporta l'evoluzione delle risorse (rinnovabili e accumuli) per Regione e nei diversi scenari.

Tabella 36 - Capacità solare installata per zona di mercato e tecnologia [GW]

		2025	2030	2035		2040	
		Storico ⁷³	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
<i>Nord</i>	Distribuito	10,8	16,0	17,8	19,2	19,8	24,4
	Utility	9,6	17,0	20,9	22,8	23,9	28,8
	Totale	20,4	33,0	38,7	42,0	43,8	53,2
<i>Centro Nord</i>	Distribuito	1,6	2,3	2,8	3,1	3,1	3,9
	Utility	1,8	3,1	3,9	4,3	4,5	5,3
	Totale	3,4	5,5	6,7	7,3	7,6	9,2
<i>Centro Sud</i>	Distribuito	2,8	4,4	5,5	5,9	6,3	7,6
	Utility	5,2	9,2	10,8	11,8	12,2	13,4
	Totale	8,0	13,6	16,4	17,7	18,5	21,0
<i>Sud</i>	Distribuito	1,4	2,0	2,4	2,6	2,6	3,4
	Utility	3,6	10,3	13,7	14,8	16,2	17,1
	Totale	5,0	12,4	16,1	17,4	18,8	20,5
<i>Calabria</i>	Distribuito	0,6	0,8	0,9	1,2	1,0	1,8
	Utility	0,4	1,1	1,3	1,4	1,4	1,6
	Totale	1,0	1,9	2,2	2,6	2,4	3,4
<i>Sicilia</i>	Distribuito	1,2	1,8	2,2	2,8	2,4	3,9
	Utility	2,4	10,0	12,7	15,1	14,6	17,8
	Totale	3,6	11,8	14,8	17,9	17,1	21,7
<i>Sardegna</i>	Distribuito	0,6	0,8	0,9	1,0	1,0	1,3
	Utility	1,5	3,4	4,4	5,3	5,2	6,6
	Totale	2,0	4,2	5,3	6,3	6,1	7,8
Italia	Distribuito	19,0	28,2	32,5	35,8	36,3	46,2
	Utility	24,5	54,1	67,6	75,5	78,0	90,5
	Totale	43,5	82,3	100,2	111,2	114,4	136,7

⁷³ Per il 2025 si considerano nella categoria “solare distribuito” gli impianti connessi in bassa tensione e gli impianti con potenza minore di 200 kW, che rappresentano circa il 10 % degli impianti connessi in media tensione.

Tabella 37 - Capacità solare installata per Regione [GW]

		2025	2030	2035		2040	
		Storico	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Nord	Emilia-Romagna	4,1	6,8	8,1	9,1	9,3	11,9
	Friuli-Venezia Giulia	1,4	2,2	2,6	2,8	2,9	3,4
	Liguria	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0
	Lombardia	5,8	9,4	10,8	11,5	12,3	14,5
	Piemonte	3,6	6,2	7,6	8,3	8,6	10,6
	Trentino-Alto Adige	0,9	1,1	1,2	1,2	1,3	1,4
	Valle D'Aosta	0,04	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Veneto	4,3	6,8	7,7	8,3	8,7	10,4
	Totale	20,4	33,0	38,7	42,0	43,8	53,2
Centro Nord	Marche	1,7	2,5	2,8	3,0	3,1	3,5
	Toscana	1,7	3,0	3,9	4,3	4,6	5,7
	Totale	3,4	5,5	6,7	7,3	7,6	9,2
Centro Sud	Abruzzo	1,3	2,1	2,5	2,7	2,8	3,2
	Campania	1,8	3,4	4,3	4,6	4,9	5,6
	Lazio	4,1	6,9	8,2	8,9	9,2	10,4
	Umbria	0,8	1,2	1,4	1,5	1,5	1,8
	Totale	8,0	13,6	16,4	17,7	18,5	21,0
Sud	Basilicata	0,7	1,9	2,7	2,9	3,2	3,6
	Molise	0,3	0,7	0,9	1,0	1,1	1,2
	Puglia	4,0	9,7	12,5	13,5	14,6	15,8
	Totale	5,0	12,4	16,1	17,4	18,8	20,5
Calabria	Totale	1,0	1,9	2,2	2,6	2,4	3,4
Sicilia	Totale	3,6	11,8	14,8	17,9	17,1	21,7
Sardegna	Totale	2,0	4,2	5,3	6,3	6,1	7,8
Italia	Totale	43,5	82,3	100,2	111,2	114,4	136,7

Tabella 38 - Capacità eolica installata per zona di mercato e tecnologia [GW]

		2025	2030	2035		2040	
		Storico	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Nord	Onshore	0,2	0,4	0,5	0,6	0,6	1,3
	Offshore	-	-	-	1,2	0,6	2,5
	Totale	0,2	0,4	0,5	1,8	1,2	3,7
Centro Nord	Onshore	0,2	0,4	0,5	0,7	0,7	1,6
	Offshore	-	-	-	-	-	-
	Totale	0,2	0,4	0,5	0,7	0,7	1,6
Centro Sud	Onshore	2,6	3,5	3,8	4,4	4,3	5,1
	Offshore	-	-	-	0,5	0,2	1,1
	Totale	2,6	3,5	3,8	4,9	4,5	6,3
Sud	Onshore	5,6	9,0	10,2	12,0	11,9	14,7
	Offshore	0,03	0,03	0,03	2,1	0,8	4,2
	Totale	5,7	9,0	10,3	14,1	12,7	18,9
Calabria	Onshore	1,2	1,6	1,8	2,0	2,0	2,4
	Offshore	-	-	-	0,5	0,2	1,0
	Totale	1,2	1,6	1,8	2,5	2,2	3,4
Sicilia	Onshore	2,5	3,5	3,9	4,5	4,5	5,4
	Offshore	-	-	-	1,3	0,1	2,0
	Totale	2,5	3,5	3,9	5,8	4,6	7,4
Sardegna	Onshore	1,2	1,9	2,3	2,8	2,8	3,7
	Offshore	-	-	-	0,4	0,1	0,8
	Totale	1,2	1,9	2,3	3,2	2,9	4,5
Italia	Onshore	13,6	20,2	23,0	27,0	26,9	34,1
	Offshore	0,03	0,03	0,03	6,0	1,9	11,6
	Totale	13,6	20,2	23,1	33,0	28,8	45,7

Tabella 39 - Capacità eolica onshore installata per Regione [GW]

		2025	2030	2035		2040	
		Storico	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Nord	Emilia-Romagna	0,04	0,1	0,1	0,2	0,2	0,4
	Friuli-Venezia Giulia	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
	Liguria	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,6
	Lombardia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Piemonte	0,02	0,04	0,1	0,1	0,1	0,2
	Trentino-Alto Adige	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Valle D'Aosta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Veneto	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04
	Totale	0,2	0,4	0,5	0,6	0,6	1,3
Centro Nord	Marche	0,02	0,1	0,1	0,2	0,2	0,5
	Toscana	0,1	0,3	0,4	0,5	0,5	1,2
	Totale	0,2	0,4	0,5	0,7	0,7	1,6
Centro Sud	Abruzzo	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
	Campania	2,2	2,8	3,0	3,3	3,3	3,8
	Lazio	0,1	0,3	0,3	0,4	0,4	0,6
	Umbria	0,00	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
	Totale	2,6	3,5	3,8	4,4	4,3	5,1
Sud	Basilicata	1,6	2,5	2,8	3,2	3,2	3,9
	Molise	0,4	0,6	0,7	0,9	0,9	1,2
	Puglia	3,7	5,9	6,7	7,8	7,8	9,6
	Totale	5,6	9,0	10,2	12,0	11,9	14,7
Calabria	Totale	1,2	1,6	1,8	2,0	2,0	2,4
Sicilia	Totale	2,5	3,5	3,9	4,5	4,5	5,4
Sardegna	Totale	1,2	1,9	2,3	2,8	2,8	3,7
Italia	Totale	13,6	20,2	23,0	27,0	26,9	34,1

Tabella 40 - Capacità eolica offshore installata per Regione [GW]

		2025	2030	2035		2040	
		Storico	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Nord	Emilia-Romagna	-	-	-	1,2	0,6	2,5
	Friuli-Venezia Giulia	-	-	-	-	-	-
	Liguria	-	-	-	-	-	-
	Lombardia	-	-	-	-	-	-
	Piemonte	-	-	-	-	-	-
	Trentino-Alto Adige	-	-	-	-	-	-
	Valle D'Aosta	-	-	-	-	-	-
	Veneto	-	-	-	-	-	-
	Totale	-	-	-	1,2	0,6	2,5
Centro Nord	Marche	-	-	-	-	-	-
	Toscana	-	-	-	-	-	-
	Totale	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Abruzzo	-	-	-	-	-	-
	Campania	-	-	-	-	-	-
	Lazio	-	-	-	0,5	0,2	1,1
	Umbria	-	-	-	-	-	-
	Totale	-	-	-	0,5	0,2	1,1
Sud	Basilicata	-	-	-	-	-	-
	Molise	-	-	-	-	-	-
	Puglia	0,03	0,03	0,03	2,1	0,8	4,2
	Totale	0,03	0,03	0,03	2,1	0,8	4,2
Calabria	Totale	-	-	-	0,5	0,2	1,0
Sicilia	Totale	-	-	-	1,3	0,1	2,0
Sardegna	Totale	-	-	-	0,4	0,1	0,8
Italia	Totale	0,03	0,03	0,03	6,0	1,9	11,6

Tabella 41 - Capacità energetica degli accumuli per tipologia, al netto dei pompaggi esistenti [GWh]

		2025	2030	2035		2040	
		Storico	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Nord	Distribuito	6,2	10,4	11,9	13,0	13,5	17,1
	Utility-scale	-	-	0,5	6,0	0,9	12,0
	MACSE 2028	-	-	-	-	-	-
	Capacity Market	2,9	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
	Totale	9,1	16,1	18,0	24,6	20,0	34,7
Centro Nord	Distribuito	0,9	1,5	1,9	2,1	2,2	2,8
	Utility-scale	-	-	0,2	1,5	0,3	3,5
	MACSE 2028	-	-	-	-	-	-
	Capacity Market	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Totale	1,0	1,8	2,3	3,9	2,8	6,6
Centro Sud	Distribuito	1,9	3,2	4,1	4,4	4,7	5,7
	Utility-scale	-	6,0	7,5	10,0	9,0	14,4
	MACSE 2028	-	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	Capacity Market	0,7	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	Totale	2,6	12,5	14,8	17,6	16,9	23,3
Sud	Distribuito	0,8	1,3	1,5	1,8	1,8	2,4
	Utility-scale	-	15,5	20,8	25,0	26,0	37,0
	MACSE 2028	-	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
	Capacity Market	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Totale	0,8	24,0	29,5	34,0	35,0	46,6
Calabria	Distribuito	0,3	0,5	0,6	0,9	0,7	1,3
	Utility-scale	-	0,5	1,3	2,5	2,0	4,1
	MACSE 2028	-	-	-	-	-	-
	Capacity Market	-	-	-	-	-	-
	Totale	0,3	1,0	1,9	3,4	2,7	5,4
Sicilia	Distribuito	0,8	1,3	1,6	2,1	1,8	3,0
	Utility-scale	-	14,5	19,9	25,0	25,3	37,0
	MACSE 2028	-	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Capacity Market	-	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Totale	0,8	16,8	22,5	28,1	28,1	41,0
Sardegna	Distribuito	0,5	0,7	0,8	0,9	0,8	1,1
	Utility-scale	-	3,5	5,0	5,0	6,5	7,0
	MACSE 2028	-	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Capacity Market	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
	Totale	3,2	7,9	9,5	9,6	11,1	11,8
Italia	Distribuito	11,5	19,0	22,4	25,0	25,5	33,4
	Utility-scale	-	40,0	55,0	75,0	70,0	115,0
	MACSE 2028	-	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
	Capacity Market	6,4	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
	Totale	17,9	80,0	98,5	121,1	116,5	169,5

Tabella 42 - Capacità energetica regionale degli accumuli, al netto dei pompaggi esistenti [GWh]

		2025	2030	2035		2040	
		Storico	Best Estimate	Energy Integration	Power Development	Energy Integration	Power Development
Nord	Emilia-Romagna	1,5	2,5	2,8	5,2	3,3	8,2
	Friuli-Venezia Giulia	1,4	1,7	1,8	2,7	2,0	3,7
	Liguria	0,2	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4
	Lombardia	2,1	4,2	4,7	6,0	5,4	8,4
	Piemonte	1,9	3,6	4,0	4,7	4,3	6,0
	Trentino-Alto Adige	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7
	Valle D'Aosta	0,02	0,04	0,04	0,04	0,1	0,1
	Veneto	1,7	2,5	2,8	4,2	3,2	6,2
	Totale	9,1	16,1	18,0	24,6	20,0	34,7
Centro Nord	Marche	0,3	0,5	0,6	1,5	0,8	2,9
	Toscana	0,7	1,3	1,7	2,4	2,0	3,7
	Totale	1,0	1,8	2,3	3,9	2,8	6,6
Centro Sud	Abruzzo	0,3	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8
	Campania	0,6	6,6	8,0	9,8	9,2	13,2
	Lazio	1,1	4,6	5,5	6,4	6,3	8,4
	Umbria	0,6	0,7	0,8	0,8	0,8	1,0
	Totale	2,6	12,5	14,8	17,6	17,0	23,3
Sud	Basilicata	0,1	4,3	5,2	6,0	6,2	8,2
	Molise	0,1	0,9	1,0	1,1	1,1	1,3
	Puglia	0,6	18,8	23,3	26,9	27,7	37,1
	Totale	0,8	24,0	29,5	34,0	35,0	46,6
Calabria	Totale	0,3	1,0	1,9	3,4	2,7	5,4
Sicilia	Totale	0,8	16,8	22,5	28,1	28,1	41,0
Sardegna	Totale	3,2	7,9	9,5	9,6	11,1	11,8
Italia	Totale	17,9	80,0	98,5	121,1	116,5	169,5

11 ANNEX II: Confronto DDS'26 e DDS'24

Ai sensi di quanto previsto dall'art.7, lettera c) della delibera dell'Autorità 234/2026/R/gas, il presente allegato riporta il confronto tra gli scenari sviluppati nel DDS 2026 e quelli adottati nel DDS 2024, evidenziandone le principali differenze.

VARIAZIONI PRINCIPALI AL 2030

- › **Fabbisogno elettrico:** minore elettrificazione, maggiore crescita Data Center
- › **Rinnovabili inferiori al PNIEC in valore assoluto** e nessun sviluppo di eolico offshore entro il 2030
- › **Produzione a gas confrontabile ai valori di oggi e in crescita rispetto al PNIEC**

VARIAZIONI PRINCIPALI AL 2040

- › **Traiettorie 2030-40 maggiormente divergenti, soprattutto in termini di rinnovabili e gas**
- › **Energy Integration:** produzione gas maggiore rispetto a scenario «più gas» del DDS'24
- › **Power Development:** confrontabile a scenario «meno gas» del DDS'24

Figura 65 - Principali differenze tra DDS 2026 e DDS 2024 al confronto (sistema elettrico, 2030 e 2040)

Tabella 43: Principali indicatori del sistema elettrico: confronto DDS 2026 con DDS 2024 (2030 e 2040)

	2030		2040		
	DDS 2026 Best Estimate	DDS 2024 Intervallo scenari *	DDS 2026 Energy Integration	Power Development	DDS 2024 Intervallo scenari
Fabbisogno elettrico, TWh	338	347 ÷ 362	408	439	404 ÷ 439
Elettrificazione, %	25%	26% ÷ 27%	30%	35%	32 ÷ 38%
Quota FER su fabbisogno, %	63%	58% ÷ 63%	68%	77%	73% ÷ 76%
Produzione FER, TWh	212	201 ÷ 227	278	337	293 ÷ 335
Produzione gas naturale, TWh	82	88 ÷ 93	86	53	59 ÷ 64
Installato FER, GW	124,7	115 ÷ 130	165,3	204,6	171 ÷ 197
di cui solare	82,3	71 ÷ 79	114,4	136,7	105 ÷ 121
di cui eolico	20,3	22 ÷ 28	28,8	45,7	39 ÷ 49

Tabella 44 - Fabbisogno elettrico: confronto DDS 2026 con DDS 2024 (2030, 2035 e 2040) [TWh]

	2030			2035					2040				
	DDS'24		DDS'26	DDS'24		DDS'26			DDS'24		DDS'26		
	PNIEC Slow	PNIEC Policy	Best Estimate	PNIEC Slow	GA-IT	DE-IT	Energy Integration	Power Development	PNIEC Slow	GA-IT	DE-IT	Energy Integration	Power Development
Fabbisogno elettrico totale [TWh]	347	362	338	375	385	397	372	383	404	415	439	408	439
di cui H ₂ [TWh]	6	10	2	13	19	19	6	6	20	27,5	27,5	13	13

Tabella 45 - Installato solare ed eolico: confronto DDS 2026 con DDS 2024 (2030, 2035 e 2040) [GW]

2030			
	DDS'24		DDS'26
	PNIEC Slow	PNIEC Policy	Best Estimate
Solare	70,6	79,3	82,3
Eolico Onshore	20,7	26,0	20,2
Eolico Offshore	1,2	2,1	0
Eolico (totale)	21,9	28,1	20,2
TOTALE	92,5	107,4	102,6

2035				
	DDS'24			DDS'26
	PNIEC Slow	GA-IT	DE-IT	Energy Integration Power Development
Solare	87	95	100	100,2 111,2
Eolico Onshore	25	28	30	23 27
Eolico Offshore	4,3	5,8	7,1	0 6
Eolico (totale)	29,3	33,8	37,1	23,1 33
TOTALE	116,3	128,8	137,1	123,2 144,2

2040				
	DDS'24			DDS'26
	PNIEC Slow	GA-IT	DE-IT	Energy Integration Power Development
Solare	105,1	111	121	114,4 136,7
Eolico Onshore	29	31	34	26,9 34,1
Eolico Offshore	10	12,1	15,1	1,9 11,6
Eolico (totale)	39	43,1	49,1	28,8 45,7
TOTALE	144,1	154,1	170,1	143,2 182,5

Tabella 46 - Bilanci elettrici: confronto DDS 2026 con DDS 2024 (2030, 2035 e 2040) [TWh]

2030					
	DDS'24		DDS'26		
	PNIEC Slow	PNIEC Policy	Best Estimate		
Fabbisogno elettrico totale	347	362	338		
Di cui tradizionale	341	352	336		
Di cui per produzione H2	6	10	2		
Totale Produzione Nazionale	301	322	299		
Totale produzione FER	201	227	212		
Idroelettrico	46	46	47		
Solare	92	105	110		
Eolico	49	64	44		
Altre FER	17	17	17		
Overgeneration	-3	-5	-6		
Totale produzione convenzionale	101	95	88		
Gas naturale	93	88	82		
Altro non FER	8	8	6		
Saldo estero (import netto)	47	43	43		
Perdite accumuli	-3	-4	-5		
Quota FER su fabbisogno (%)	58%	63%	63%		

2035					
	DDS'24			DDS'26	
	PNIEC Slow	GA-IT	DE-IT	Energy Integration	Power Development
Fabbisogno elettrico totale	376	385	397	372	383
Di cui tradizionale	363	366	378	366	377
Di cui per produzione H2	13	19	19	6	6
Totale Produzione Nazionale	330	343	358	332	345
Totale produzione FER	241	259	276	244	278
Idroelettrico	46	46	46	47	47
Solare	116	127	136	136	151
Eolico	69	79	88	51	79
Altre FER	17	17	17	17	17
Overgeneration	-7	-10	-12	-7	-16
Totale produzione convenzionale	89	83	82	88	66
Gas naturale	83	77	76	83	62
Altro non FER	6	6	6	4	4
Saldo estero (import netto)	50	47	45	46	46
Perdite accumuli	-4	-5	-6	-6	-7
Quota FER su fabbisogno (%)	64%	67%	70%	66%	73%

2040

	DDS'24			DDS'26	
	PNIEC Slow	GA-IT	DE-IT	Energy Integration	Power Development
Fabbisogno elettrico totale	404	415	439	408	439
Di cui tradizionale	385	388	412	396	426
Di cui per produzione H2	20	28	28	13	13
Totale Produzione Nazionale	363	377	400	368	394
Totale produzione FER	293	309	336	278	337
Idroelettrico	46	46	46	47	47
Solare	144	151	168	156	185
Eolico	95	105	121	67	113
Altre FER	17	17	17	17	17
Overgeneration	-8	-10	-16	-8	-25
Totale produzione convenzionale	70	67	65	90	57
Gas naturale	64	61	59	86	53
Altro non FER	6	6	6	4	4
Saldo estero (import netto)	47	46	47	47	54
Perdite accumuli	-6	-7	-9	-7	-8
Quota FER su fabbisogno (%)	73%	74%	76%	68%	77%

Tabella 47– Domanda di metano e domanda e approvvigionamento idrogeno DDS 2026 (2030-35-40) a confronto con gli scenari DDS 2024 (2030-35-40)

2030					
METANO (Gm³)	DDS'24			DDS'26	
	PNIEC Slow	PNIEC Policy		Best Estimate	
Gas naturale termoelettrico	21,0	19,7		20,7	
Gas naturale altri usi	40,3	33,9		39,5	
Biometano altri usi	2,3	5,0		2,0	
Metano sintetico altri usi	0,0	0,0		0,0	
Totale	63,6	58,6		62,2	

2030			
IDROGENO (TWh)	DDS'24		DDS'26
	PNIEC Slow	PNIEC Policy	Best Estimate
Elettrolisi (verde)	4,0	7,1	1,5
SMR + CCS (blu)	0,0	0,0	0,0
Import (verde)	0,6	2,8	0,0
Totale	4,6	9,9	1,5

2030			
IDROGENO (TWh)	DDS'24		DDS'26
	PNIEC Slow	PNIEC Policy	Best Estimate
Altri usi	4,6	9,9	1,5
Produzione e-fuels	0,0	0,0	0,0
Termoelettrico	0,0	0,0	0,0
Totale	4,6	9,9	1,5

2035					
METANO (Gm³)	DDS'24			DDS'26	
	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	Energy Integration	Power Development
Gas naturale termoelettrico	18,8	17,3	17,6	20,6	13,4
Gas naturale altri usi	37,3	27,6	29,3	37,4	34,7
Biometano altri usi	3,5	7,8	7,8	3,4	5,4
Metano sintetico altri usi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale	59,6	52,6	54,8	61,5	53,5

2035					
IDROGENO (TWh)	DDS'24			DDS'26	
	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	Energy Integration	Power Development
Elettrolisi (verde)	9,7	14,1	14,1	5,1	5,1
SMR + CCS (blu)	12,7	12,2	12,5	0,0	4,0
Import (verde)	20,7	24,5	38,6	7,9	36,0
Totale	43,1	50,8	65,2	13,1	45,1

2035					
IDROGENO (TWh)	DDS'24			DDS'26	
	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	Energy Integration	Power Development
Altri usi	43,1	40,5	57,5	13,1	18,7

Produzione e-fuels	0,0	10,3	7,7	0,0	26,4
Termoelettrico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale	43,1	50,8	65,2	13,1	45,1

2040

METANO (Gm ³)	PNIEC Slow	DDS'24		DDS'26	
		DE-IT	GA-IT	Energy Integration	Power Development
Gas naturale termoelettrico	14,8	13,8	14,4	19,4	11,8
Gas naturale altri usi	34,2	21,4	25,0	35,3	26,3
Biometano altri usi	4,7	10,4	10,4	5,4	10,7
Metano sintetico altri usi	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0
Totale	53,7	45,6	49,8	60,2	48,7

2040

IDROGENO (TWh)	PNIEC Slow	DDS'24		DDS'26	
		DE-IT	GA-IT	Energy Integration	Power Development
Elettrolisi (verde)	15,9	21,8	21,8	10,9	10,9
SMR + CCS (blu)	11,9	11,2	11,9	5,4	5,4
Import (verde)	53,8	58,7	86,9	10,2	65,4
Totale	81,6	91,7	120,5	26,5	81,7

2040

IDROGENO (TWh)	PNIEC Slow	DDS'24		DDS'26	
		DE-IT	GA-IT	Energy Integration	Power Development
Altri usi	67,2	71,1	105,1	22,8	34,5
Produzione e-fuels	14,4	20,6	15,4	3,7	47,2
Termoelettrico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale	81,6	91,7	120,5	26,5	81,7

12 ANNE.X III: Confronto DDS'26 con scenari ENTSO-E/ENTSOG

Il presente Documento di Descrizione degli Scenari 2026 è stato redatto in ottemperanza alla deliberazione 392/2024/R/com che prevede che il documento deve essere elaborato in coerenza con gli scenari sviluppati a livello Europeo in ambito TYNDP. La successiva delibera 234/2026/R/gas ha altresì previsto che siano evidenziate e quantificate correttamente le eventuali discrepanze con gli scenari sviluppati in ambito europeo. Il presente allegato pertanto è redatto ai sensi di quanto previsto dall'art.7, lettera b) della sopracitata delibera.

Gli scenari europei alla base del *Ten-Year Network Development Plan 2026* (TYNDP 2026) sono sviluppati congiuntamente da ENTSO-E ed ENTSOG attraverso un processo di raccolta e validazione dei dati nazionali, al quale per l'Italia contribuiscono Terna e Snam in qualità di gestori delle reti nazionali. Il contributo nazionale riguarda principalmente il fabbisogno energetico per vettore e, per il settore elettrico, le traiettorie di sviluppo delle risorse di sistema, quali rinnovabili, accumuli e impianti termici.

Le assunzioni nazionali relative allo scenario *National Trends+* (NT+) del TYNDP 2026 sono state raccolte tra la fine del 2024 e i primi mesi del 2025. Per l'Italia, lo scenario NT+ si basa pertanto sul DDS 2024 ed è costruito come media dei due scenari di sviluppo *Distributed Energy Italia* e *Global Ambition Italia*. Il presente DDS 2026 costituirà invece il riferimento per la predisposizione degli scenari europei del prossimo TYNDP 2028.

Ulteriori differenze del DDS 2026 rispetto al TYNDP 2026 riguardano i) gli orizzonti temporali e ii) le *storyline* considerate:

- a differenza del TYNDP 2026, il presente DDS non analizza il 2050;
- mentre il TYNDP 2026 considera uno scenario centrale e due sensitivity sui consumi (*economic variants*), il DDS 2026, come già descritto in 6.2, propone un unico scenario al 2030 e due traiettorie distinte al 2035 e 2040, definite sulla base di differenti ipotesi economiche e normative.

Nelle seguenti tabelle è riportato un confronto delle principali grandezze degli scenari.

Tabella 48 - Fabbisogno elettrico: confronto TYNDP 2026 con DDS 2024 e 2026 (2030 e 2040) [TWh]

	2030			2040			
	DDS 2024 PNIEC Policy	TYNDP 2026 NT+	DDS 2026 Best Estimate	DDS 2024 Media DE-IT / GA-IT	TYNDP 2026 NT+ (High – Low)	DDS 2026 Energy Integration	DDS 2026 Power Development
Fabbisogno elettrico totale	362	355	338	427	427 (455-401)	408	439
di cui per produzione H2	10	7	2	28	22 (15- 29)	13	13

Tabella 49 - Installato solare ed eolico: confronto TYNDP 2026 con DDS 2024 e 2026 (2030 e 2040) [GW]

	2030			2040			
	DDS 2024 PNIEC Policy	TYNDP 2026 NT+	DDS 2026 Best Estimate	DDS 2024 Media DE-IT / GA-IT	TYNDP 2026 NT+	DDS 2026 Energy Integration	DDS 2026 Power Development
Solare	79,3	79,3	82,3	116	116	114,4	136,7
Eolico Onshore	26	26	20,2	32,5	32,5	26,9	34,1
Eolico Offshore	2,1	2,1	0	13,6	13,6	1,9	11,6
Eolico (totale)	28,1	28,1	20,2	46,1	46,1	30,8	45,7
Totale	107,4	107,4	102,5	162,1	162,1	143,2	182,5

Tabella 50 - Bilanci elettrici: confronto TYNDP 2026 con DDS 2024 e 2026 (2030 e 2040) [TWh]

	2030			2040			
	DDS 2024 PNIEC Policy	TYNDP 2026 NT+	DDS 2026 Best Estimate	DDS 2024 Media DE- IT / GA-IT	TYNDP 2026 NT+	DDS 2026 Energy Integration	DDS 2026 Power Development
Fabbisogno elettrico totale	362	355	338	427	427	408	439
<i>di cui tradizionale</i>	352	348	336	419	406	396	426
<i>di cui per produzione H2</i>	10	7	2	28	22	13	13
Totale Produzione Nazionale	322	293	299	388,5	357	368	394
Totale produzione FER	227	218	212	322,5	317	278	337
<i>Idroelettrico</i>	46	41	47	46	42	47	47
<i>Solare</i>	105	105	110	159,5	159	156	185
<i>Eolico</i>	64	60	44	113	105	67	113
<i>Altre FER</i>	17	20	17	17	20	17	17
<i>Overgeneration</i>	-5	-7	-6	-13	-8	-8	-25
Totale convenzionale	95	74	88	66	40	90	57
<i>di cui gas naturale</i>	88	65	82	60	36	86	53
Saldo estero (import netto)	43	67	43	46,5	79	47	54
Perdite accumuli	-4	-5	-5	-8	-9	-7	-8
Quota FER su fabbisogno (%)	63%	62%	63%	75%	74%	68%	77%

Tabella 51 - Domanda di gas metano e idrogeno: confronto TYNDP con DDS 2024 e 2026 (2030 e 2040)

	2030			2040			
	DDS 2024	TYNDP 2026	DDS 2026	DDS 2024	TYNDP 2026	DDS 2026	DDS 2026
METANO (Gm³)	PNIEC Policy	NT+	Best Estimate	Media DE-IT/GA-IT	NT+ (High – Low)	Energy Integration	Power Development
Gas naturale termoelettrico	19,7	18,9	20,7	14,1	11,3	19,4	11,8
Gas naturale altri usi	33,9	32,1	39,5	23,2	21,7	35,3	26,3
Biometano altri usi	5,0	6,1	2,0	10,4	11,2	5,4	10,7
Metano sintetico altri usi	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0
Totale	58,6	57,1	62,2	47,7	44,3 (49,5-39,7)	60,2	48,7

	2030			2040			
	DDS 2024	TYNDP 2026	DDS 2026	DDS 2024	TYNDP 2026	DDS 2026	DDS 2026
IDROGENO (TWh)	PNIEC Policy	NT+	Best Estimate	Media DE-IT/GA-IT	NT+ (High – Low)	Energy Integration	Power Development
Elettrolisi (verde)	7,1	5,7	1,5	21,8	18,4	10,9	10,9
SMR + CCS (blu)	0,0	0,5	0,0	11,5	5,4	5,4	5,4
Import (verde)	2,8	3,7	0,0	72,8	74,0	10,2	65,4
Totale	9,9	9,9	1,5	106,1	97,8 (95,8-94,3)	26,5	81,7

	2030			2040			
	DDS 2024	TYNDP 2026	DDS 2026	DDS 2024	TYNDP 2026	DDS 2026	DDS 2026
IDROGENO (TWh)	PNIEC Policy	NT+	Best Estimate	Media DE-IT/GA-IT	NT+ (High – Low)	Energy Integration	Power Development
Altri usi	9,9	9,9	1,5	88,1	71,9	22,8	34,5
Produzione e-fuels	0,0	0,0	0,0	18,0	25,7	3,7	47,2
Termoelettrico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
Totale	9,9	9,9	1,5	106,1	97,8 (95,8-94,3)	26,5	81,7

13 ANNEX IV: Criteri metodologici per la rappresentazione della domanda di gas

Il presente capitolo descrive le principali convenzioni adottate per elaborare e rappresentare la domanda di gas naturale, biometano e idrogeno. I criteri sono finalizzati a garantire la confrontabilità tra i diversi vettori, la coerenza tra grandezze energetiche e volumetriche e la prevenzione dei doppi conteggi nei processi di trasformazione.

Nel documento, il termine metano indica la somma di gas naturale e biometano. Il gas naturale comprende il metano di origine fossile proveniente dalla produzione nazionale o dalle importazioni, incluse quelle sotto forma di GNL. Il biometano comprende invece il gas rinnovabile prodotto attraverso processi biologici o termochimici. Negli orizzonti prospettici, la domanda complessiva di gas comprende gas naturale, biometano e idrogeno rinnovabile, espressi su una base energetica comune. Nelle serie storiche, invece, la domanda osservata è costituita esclusivamente da gas naturale e biometano, non essendo ancora presenti consumi di idrogeno rilevanti e contabilizzati separatamente nel bilancio gas.

La rappresentazione dell'idrogeno distingue tre modalità di produzione. L'idrogeno rinnovabile, prodotto principalmente mediante elettrolisi alimentata da energia elettrica rinnovabile, è incluso sia nella domanda complessiva di gas sia nell'approfondimento dedicato all'idrogeno. L'idrogeno blu, prodotto da gas naturale mediante reforming con cattura e stoccaggio della CO₂, è rappresentato nella domanda di idrogeno, ma non viene sommato separatamente alla domanda complessiva di gas. Il gas naturale utilizzato per produrlo è infatti già contabilizzato nella domanda di metano, tra gli altri usi, tenendo conto del rendimento del processo. L'idrogeno grigio non è mai rappresentato come domanda autonoma di idrogeno ma il relativo fabbisogno è sempre contabilizzato attraverso il gas naturale impiegato nel processo di reforming.

La contabilizzazione può quindi essere sintetizzata come segue:

- la domanda complessiva di gas comprende gas naturale, biometano e idrogeno rinnovabile;
- la domanda di metano comprende gas naturale e biometano, incluso il gas naturale utilizzato per produrre idrogeno grigio e blu;
- l'approfondimento sulla domanda di idrogeno comprende idrogeno rinnovabile e idrogeno a basse emissioni di carbonio (c.d., blu);
- i valori della domanda complessiva di metano e quelli dell'intera domanda di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni non possono essere sommati, poiché la quota di idrogeno blu sarebbe conteggiata due volte.

Questa impostazione consente di descrivere integralmente gli utilizzi finali dell'idrogeno senza duplicare, nel bilancio complessivo, il gas naturale utilizzato per produrlo.

Per la produzione di idrogeno mediante steam methane reforming, SMR, è assunto un rendimento energetico del 69%, valore utilizzato anche in ambito ENTOSs TYNDP2026⁷⁴. Il consumo di gas è attribuito agli altri usi, mentre l'idrogeno blu ottenuto è assegnato al settore nel quale viene successivamente utilizzato. La cattura e lo stoccaggio della CO₂ modificano le emissioni associate al processo, ma non eliminano il consumo di gas naturale in ingresso. Per la produzione nazionale di idrogeno rinnovabile mediante elettrolisi è assunto un rendimento medio pari circa 60% al 2030 e al 70% dal 2035. Il valore costituisce un'ipotesi media di modellazione e non rappresenta la prestazione di uno specifico impianto. La domanda non coperta dalla produzione nazionale può essere soddisfatta attraverso importazioni tramite infrastrutture dedicate via tubo oppure via mare, sotto forma di idrogeno liquido o di derivati, tra cui l'ammoniaca.

⁷⁴ ENTOSs TYNDP 2026, efficienza SMR evincibile dal [supply tool](#) nel foglio dedicato all'Italia.

Tutte le grandezze energetiche riportate nel capitolo sulla domanda e sull'offerta di gas sono espresse in TWh a potere calorifico superiore, PCS. Per il metano è adottato un PCS convenzionale pari a 10,57275 kWh/Sm³, mentre per l'idrogeno è utilizzato un PCS pari a 142,0 MJ/kg, equivalente a circa 39,44 kWh/kg. L'adozione del PCS garantisce coerenza nella conversione tra grandezze volumetriche ed energetiche tra il Documento di Descrizione degli Scenari e il Piano Unico Decennale⁷⁵. Quando le ipotesi o i dati di confronto, inclusi quelli degli scenari ENTSO-E ed ENTSG, sono originariamente espressi a potere calorifico inferiore, PCI, i relativi valori vengono convertiti a PCS prima di essere riportati nel presente documento.

I volumi di idrogeno riportati nelle tabelle non rappresentano volumi fisici del vettore, ma Gm³ equivalenti di metano. La conversione ha esclusivamente la finalità di esprimere metano e idrogeno su una base energetica omogenea:

$$Gm^3 \text{ equivalenti di metano} = \frac{TWh}{10,57275}$$

Questa convenzione non implica equivalenza fisica o intercambiabilità tra metano e idrogeno e non fornisce indicazioni sulla capacità delle infrastrutture necessarie al loro trasporto.

Nelle sezioni del documento in cui il metano viene confrontato o aggregato con altri vettori energetici, ad esempio nel calcolo del consumo finale di energia, FEC, del consumo interno lordo, GIC, dei target energetici o delle emissioni settoriali, le grandezze sono invece espresse a PCI. Tale scelta garantisce coerenza con le metodologie dei bilanci energetici e con gli altri vettori, quali prodotti petroliferi, biocombustibili liquidi ed energia da biomasse. Il passaggio da PCS a PCI costituisce quindi una conversione della base energetica e non modifica i quantitativi fisici sottostanti.

La domanda è articolata e presentata nei seguenti settori:

- Il settore civile comprendente gli usi residenziali e terziari;
- Il settore industriale comprendente gli impieghi energetici associati ai processi produttivi, inclusi calore di processo, forni, trattamenti termici e produzione siderurgici;
- Il settore dei trasporti comprendente il trasporto stradale leggero e pesante, il trasporto pubblico locale, la ferrovia, la navigazione nazionale e i bunkeraggi marittimi internazionali. Per il metano, la domanda comprende sia il gas naturale compresso, CNG, sia il gas naturale liquefatto, GNL, il cui dettaglio è riportato negli approfondimenti settoriali;
- La categoria altri usi comprendente agricoltura e pesca, usi non energetici, consumi del settore energetico e consumi e perdite del sistema gas. Vi rientrano in particolare i consumi delle raffinerie, il gas naturale utilizzato nei processi di reforming, i consumi connessi al trasporto del gas tramite pipeline e le perdite delle reti di trasporto e distribuzione. Per l'idrogeno, la categoria comprende anche il vettore utilizzato come materia prima per la produzione di combustibili sintetici. Nel bilancio gas, il consumo associato al pipeline transport è incluso negli altri usi, in quanto direttamente connesso al funzionamento delle infrastrutture del sistema gas. Nelle sezioni dedicate al FEC, al GIC, alle emissioni settoriali e agli altri indicatori elaborati secondo le convenzioni dei bilanci energetici, lo stesso consumo è invece attribuito ai trasporti. La differenza riguarda esclusivamente la classificazione settoriale e non modifica il consumo complessivo;
- Il settore termoelettrico e della produzione di calore comprendente il metano utilizzato nella generazione elettrica, nella cogenerazione, nella produzione di calore venduto e nelle caldaie di integrazione.

Il fabbisogno di idrogeno per la produzione di combustibili sintetici è determinato considerando le quantità teoriche minime dei reagenti, definite dalla stechiometria delle reazioni, e le ulteriori inefficienze industriali connesse a compressione, ricircolo, separazione e purificazione dei prodotti e integrazione termica. Nel modello è assunto il pieno recupero del carbonio, considerando trascurabili le perdite di CO₂ durante il processo di sintesi. Le efficienze adottate, coerenti con la metodologia degli scenari ENTSG del TYNDP 2026, sono pari al 79% per il metano sintetico, al 70% per il diesel sintetico, al 71% per il cherosene sintetico, al 65% per l'etanolo sintetico e all'80% per il metanolo sintetico. Le efficienze esprimono il rapporto tra l'energia del combustibile prodotto e l'energia dell'idrogeno utilizzato.

⁷⁵ Le grandezze energetiche sono espresse in termini di potere calorifico superiore, in coerenza con quanto indicato nell'Allegato A alla deliberazione ARERA 234/2026/R/gas, relativo alla valutazione del Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2025. L'Allegato richiede infatti di assicurare coerenza tra il Documento di Descrizione degli Scenari e il Piano nella conversione della domanda di gas da unità volumetriche a unità energetiche, con particolare riferimento al potere calorifico adottato.

I dati pubblicati sono generalmente arrotondati alla prima cifra decimale, La somma delle singole componenti può pertanto differire marginalmente dal totale riportato, che viene calcolato utilizzando i valori non arrotondati sottostanti.