

Studio sul costo di generazione di impianti FER fino a 1 MW

Maggio 2025

Sommario

1 Inquadramento.....3

2 Metodologia di analisi tecnico-economica..... 3

 2.1 Principali assunzioni e casi di riferimento4

3 Fotovoltaico6

 3.1 Costi di investimento e di esercizio..... 6

 3.2 Casi di riferimento..... 7

 3.3 Costo di generazione.....8

 3.4 Osservazioni di sintesi 10

4 Eolico11

 4.1 Costi di investimento e di esercizio..... 11

 4.2 Casi di riferimento..... 12

 4.3 Costo di generazione..... 13

 4.4 Osservazioni di sintesi 14

5 Idroelettrico15

 5.1 Costi di investimento e di esercizio..... 15

 5.2 Casi di riferimento..... 17

 5.3 Costo di generazione..... 18

 5.4 Osservazioni di sintesi 19

6 Gas residuati da processi di depurazione.....20

 6.1 Costi di investimento e di esercizio..... 20

 6.2 Casi di riferimento..... 21

 6.3 Costo di generazione..... 22

 6.4 Osservazioni di sintesi 24

1 Inquadramento

Il decreto ministeriale 30/12/2024 (di seguito FER X TCTF) stabilisce che ARERA provveda a definire i prezzi di aggiudicazione per gli impianti di potenza inferiore o uguale a 1 MW che accedono direttamente al meccanismo di supporto. L'art. 4 prevede che i prezzi siano proporzionati all'onerosità degli interventi, per garantire un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio, e possano eventualmente essere differenziati per tecnologia e per taglia di impianto. Sono a tal fine utilizzati i dati e le analisi elaborate dal GSE in esito alle attività di monitoraggio di cui all'articolo 48 del decreto legislativo n. 199 del 2021.

In tale ambito si inserisce il presente studio, che si propone di indagare il possibile costo di generazione degli impianti di potenza fino a 1 MW da fonte fotovoltaica, eolica, idroelettrica e da gas residuati dei processi di depurazione. Naturalmente, vari sono i fattori che possono influenzare la competitività economica di ciascuna tecnologia. Il GSE si avvale di una pluralità di informazioni, considerando i dati tecnici ed economici degli impianti aventi accesso a diversi meccanismi di supporto e altri dati statistici, confrontati con altre fonti nazionali e internazionali.

Nel proseguo si descrive dapprima la metodologia di analisi tecnico-economica per l'elaborazione del costo di generazione, affrontando successivamente ciascuna tecnologia in sezioni dedicate. In tali sezioni si esplicitano i dati utilizzati in merito ai principali driver tecnici ed economici, per poi dettagliare i casi di riferimento sviluppati, rappresentare i costi di generazione di tali casi e la relativa sensitività rispetto a molteplici variabili.

2 Metodologia di analisi tecnico-economica

Per esprimere il costo di produzione dell'energia nel corso della vita di un impianto, in questo studio si utilizza, secondo una metodologia applicata a livello internazionale, il costo livellato dell'elettricità o *Levelized Cost of Electricity* (LCOE). Esso viene calcolato come rapporto tra il valore attualizzato della sommatoria dei flussi di cassa e il valore attualizzato della produzione elettrica immessa in rete nell'arco dell'intero periodo di riferimento considerato. Tale costo corrisponde, in altri termini, al prezzo a cui l'elettricità deve essere prodotta per riuscire a coprire interamente tutti costi.

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) = \frac{\text{costi totali, attualizzati}}{\text{Energia totale prodotta e immessa in rete, attualizzata}} = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t}{(1+r)^t} - \frac{V_r}{(1+r)^T}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Dove per *CAPEX* si intendono i costi di investimento, *V_r* è l'eventuale valore residuo dell'impianto al termine del periodo considerato, per *OPEX* si intendono i costi di esercizio, che includono i costi di *O&M* (*Operation & Maintenance*), i costi del combustibile (con segno positivo se sono effettivamente dei costi, con segno negativo se rappresentano dei costi evitati), eventuali costi evitati da energia elettrica prodotta e autoconsumata. Per *E* si intende nel presente studio l'energia elettrica prodotta e immessa in rete, cioè l'energia elettrica prodotta al netto di quella autoconsumata. Pertanto, in presenza di autoconsumo, l'intero LCOE è da intendersi come costo di generazione dell'energia immessa in rete, intendendo con esso rappresentare il valore che sarebbe necessario attribuire all'energia immessa in rete per soddisfare le aspettative finanziarie del progetto (WACC). Infine, *t* è l'anno di riferimento, *T* è il periodo considerato che si assume pari al periodo di incentivazione di venti anni, *r* è il tasso di sconto.

2.1 Principali assunzioni e casi di riferimento

Per valutare in maniera omogenea gli LCOE delle tecnologie di impianti FER oggetto del presente studio si è proceduto a fissare il valore di alcune variabili.

- La vita utile degli impianti FER considerati è stata assunta pari a 25 anni per l'idroelettrico e 20 anni per le altre fonti.
- Il tasso usato per scontare i flussi di cassa è stato posto pari al *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), considerando parametri finanziari riscontrabili per equity e debito, secondo la formulazione di seguito riportata:

$$WACC = K_D \cdot \frac{g \cdot (1 - t_c)}{(1 - T)} + K_E \cdot \frac{(1 - g)}{(1 - T)}$$

in cui:

- K_D è il costo riconosciuto del debito, assunto pari a 4,25%, in linea con l'andamento dei tassi di interesse bancari rilevati dalla Banca d'Italia¹ che ha mostrato una diminuzione, coerentemente con la tendenza registrata a livello europeo per i prestiti di lungo termine²;
- K_E è il tasso di rendimento del capitale di rischio (costo dell'equity), assunto pari all'8% sulla base di diversi riferimenti (tra cui alcuni dati e riferimenti di letteratura³), risultante dalla somma tra un valore di rendimento delle attività prive di rischio, quali i BTP decennali rilevati dalla Banca d'Italia, e un premio per i rischi di mercato;
- g è l'incidenza della quota parte di capitale di debito sulle fonti di finanziamento, assunta pari al 70% sulla base di una ricognizione storica delle iniziative;
- T è l'aliquota utilizzata per le imposte sull'utile di esercizio, assunta pari a 27,9% (inclusiva di IRES e IRAP);
- t_c è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari, assunta pari a 24% (IRES).

La formulazione espressa fornisce un valore di WACC pari al 6,5%. Si tratta di un WACC pre-tax in quanto, non essendo gli oneri fiscali valorizzati nei flussi di cassa di progetto, gli stessi sono inglobati nella formulazione del WACC. È inoltre un WACC reale e non nominale in quanto nell'ambito del DM FER-X il prezzo di aggiudicazione prevede già diverse forme di indicizzazione all'inflazione. Il valore di WACC calcolato (6,5%) risulta superiore a quello previsto, ad esempio, dalla regolazione inerente agli investimenti sulle reti; esso tiene comunque conto che nel contesto di questo documento ci si riferisce a tecnologie mature per progetti di non grandissime dimensioni, che hanno la possibilità di accedere per venti anni a prezzi di esercizio prevedibili, non soggetti a ribasso d'asta. Tuttavia, si è effettuata, per ogni caso analizzato, un'ampia analisi di sensitività sui valori di WACC.

¹ Banca d'Italia: tassi di interesse bancari sui prestiti;

² European Central Bank;

³ Banca d'Italia: andamento BTP;

Si riportano, inoltre, a titolo di esempio, alcuni dei vari riferimenti di letteratura:

"Spiegazioni in merito al calcolo dei tassi d'interesse calcolatori nel 2025 per gli strumenti di promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili nel quadro della Strategia energetica 2050", Confederazione Svizzera, Ufficio federale dell'energia UFE, 2025;

"Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies", Fraunhofer, 2024;

"The cost of financing for renewable power", IRENA, 2023.

- Il prezzo dell'elettricità assunto come riferimento medio ventennale è stato posto pari a 80 €/MWh, prezzo di medio-lungo periodo nello scenario di policy PNIEC 2024. Tale prezzo è utilizzato come riferimento per la valorizzazione dell'elettricità autoconsumata, posta pari a circa 140 €/MWh, considerando - oltre al valore della materia energia - anche una stima dei costi variabili dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema, assunti pari a circa 60 €/MWh nello scenario ventennale. Come è noto, attualmente il costo evitato di approvvigionamento assume valori maggiori (sia nella componente energia sia nelle altre componenti); tuttavia si è optato per uno scenario prudenzialmente non troppo elevato. Ad ogni modo, l'eventuale assunzione di prezzi dell'energia e relative componenti tariffarie maggiori, anche nel lungo termine, condurrebbe a una ancora maggiore rilevanza dell'autoconsumo, ovvero a corrispondenti LCOE più bassi in presenza di autoconsumo.

Sono stati, invece, utilizzati valori differenziati per ciascuna specifica tecnologia FER per le seguenti variabili:

- producibilità (h/anno), ossia il numero di ore equivalenti di funzionamento dell'impianto a potenza nominale, eventualmente considerando un tasso di degradazione delle prestazioni della tecnologia;
- costi di investimento specifici (€/kW), ossia i costi di investimento per kW di potenza installata;
- costi di O&M specifici (€/kW), ossia i costi di O&M per kW di potenza installata;
- quota di energia autoconsumata (%), ossia quota parte di energia prodotta e autoconsumata;
- costi di combustibile specifici (€/t), ossia i costi relativi al combustibile consumato (con segno positivo se sono effettivamente dei costi, con segno negativo se rappresentano dei costi evitati).

Per ciascuna tecnologia sono stati indagati diversi possibili progetti di riferimento, rappresentativi di diverse fattispecie impiantistiche o dimensionali; ciò per sondare se i costi di generazione possano o no variare al variare di configurazioni alternative (in alcuni casi ciò sembra manifestarsi, mentre in altri casi si giunge ad osservare che la variazione contemporanea di più parametri produce effetti in direzioni opposte, tanto da non comportare variazioni significative nei costi di generazione medi). Ai progetti di riferimento sono stati associati valori significativi dei principali input di natura tecnica ed economica, effettuando quindi un'analisi di sensitività in un range coerente con la variabilità osservata o ipotizzabile.

I concetti esposti – progetti di riferimento, valori tecnico-economici ad essi associati, analisi di sensitività – concorrono a fornire una rappresentazione della ampia variabilità di casistiche riscontrabili. Naturalmente, rispetto a tale spettro di variabilità, i prezzi di esercizio possono essere definiti secondo diverse possibili logiche, potendosi scegliere di sostenere alcune tipologie impiantistiche rispetto ad altre, in virtù di considerazioni varie (ad esempio il minor onere di incentivazione per unità di energia prodotta, il sostegno a fattispecie impiantistiche più produttive ed efficienti o a particolari filiere ritenute virtuose, la promozione dell'autoconsumo rispetto all'immissione in rete, la riduzione del consumo di suolo, etc.).

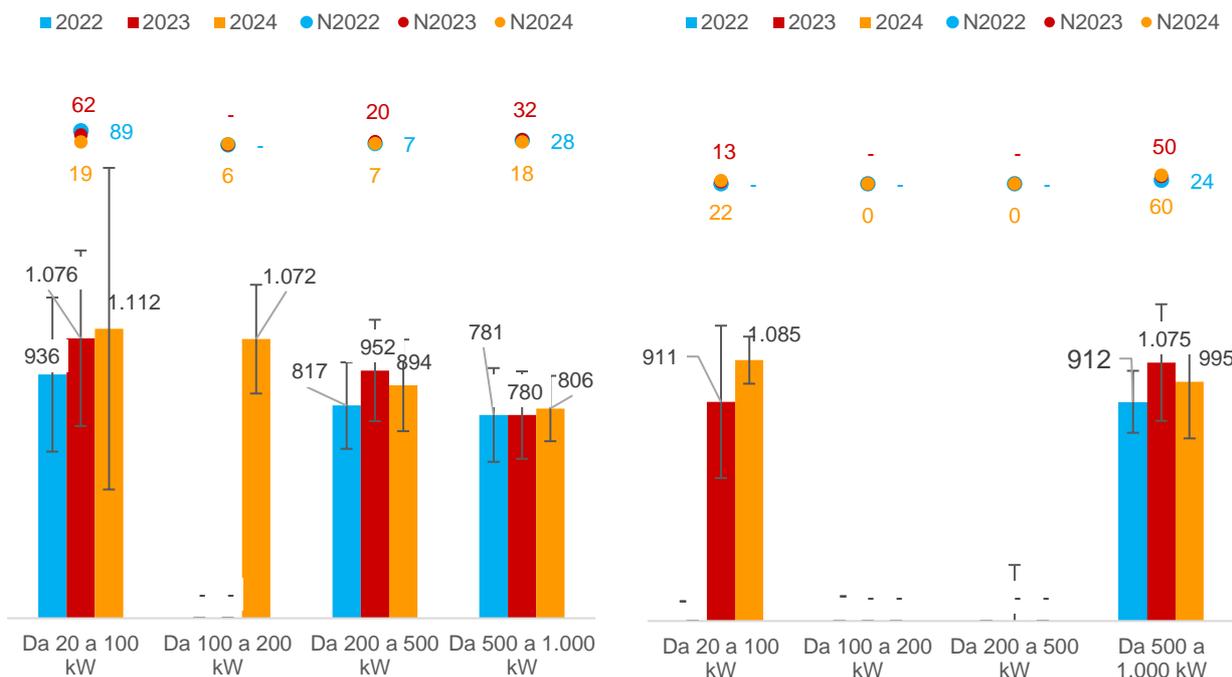
3 Fotovoltaico

3.1 Costi di investimento e di esercizio

I costi di investimento e di O&M sono tra i principali input del costo di generazione. Nel caso del fotovoltaico si sono presi in considerazione una pluralità di fonti informative, in primis i dati di monitoraggio raccolti dal GSE in fase di accesso ai precedenti meccanismi di incentivazione, ma anche rilevazioni condotte nell’ambito di gruppi di lavoro tecnici e riferimenti di letteratura, nazionali e internazionali.

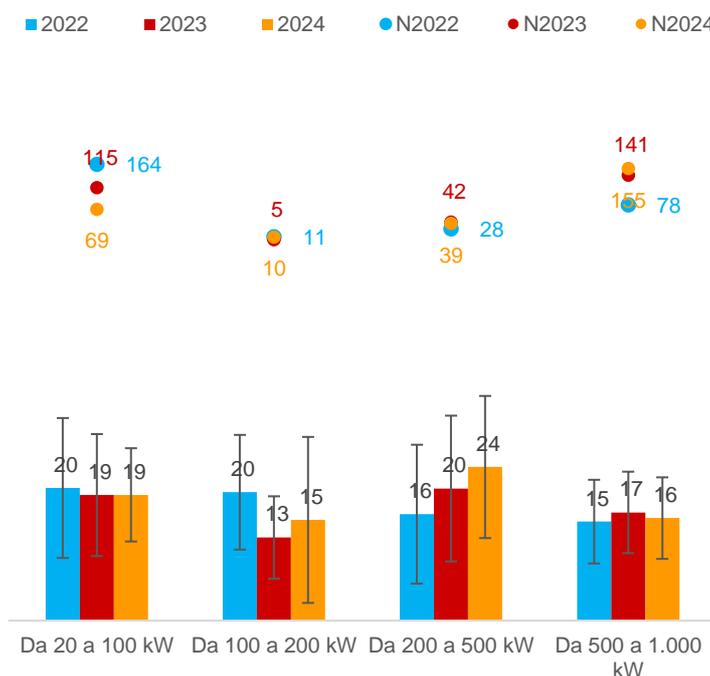
Con riferimento ai dati relativi agli impianti incentivati con il DM 4/7/2019 (FER-1), nel triennio 2022-2024 sono stati raccolti circa 560 dati di costo validi. Si rappresenta di seguito una sintesi dei dati rilevati, suddivisi per taglia e tipologia di installazione (a terra e su copertura), mostrando per ciascun anno sia i valori medi sia la relativa deviazione standard, nonché il numero di campioni oggetto della statistica. Si noti che per gli impianti su copertura non sono stati considerati gli interventi che hanno previsto la rimozione di eternit/amianto (oggetto, peraltro, di un premio ad hoc nel DM FER-X).

Figura 1 – Costi specifici di investimento (€/kW) per impianti fotovoltaici su copertura (a sinistra) e a terra (a destra) per taglia e anno di esercizio*



*Le barre mostrano i valori medi, con indicazione della deviazione standard. I pallini rappresentano la numerosità del campione disponibile.

Figura 2 - Costi specifici di O&M (€/kW) per impianti fotovoltaici per taglia e anno di esercizio*



*Le barre mostrano i valori medi, con indicazione della deviazione standard. I pallini rappresentano la numerosità del campione disponibile.

I dati dei costi di investimento mostrano una certa riduzione al crescere della taglia, in particolare per impianti su copertura, mentre a terra tale andamento risulta meno evidente. I costi di O&M non mostrano variazioni molto sensibili tra terra e copertura e mostrano solo lievi oscillazioni con la taglia.

3.2 Casi di riferimento

Di seguito sono elencate le ipotesi utilizzate per la definizione dei casi di riferimento.

- Classi di potenza: si sono considerate due classi di potenza, fino a 200 kW e 200-1.000 kW, differenziando poi tra installazione a terra e su copertura. Ciò in ragione dei dati osservati in merito ai costi di investimento, che non mostrano rilevanti differenze tra le diverse taglie investigate oltre 200 kW, salvo la distinzione tra copertura e terra.
- Costi di investimento specifici: sulla base delle elaborazioni di cui al paragrafo precedente, si è considerato un valore pari a 1.100 €/kW per la classe fino a 200 kW, sia a terra che su copertura. Nella classe 200-1.000 kW, si è considerato 850 €/kW su copertura e 1.000 €/kW a terra.
- Costi di O&M specifici: si è considerato un valore pari a 20 €/kW per tutte le fattispecie impiantistiche, dati i valori osservati nell'analisi dei costi, non dissimili fra le diverse fattispecie.
- Producibilità: per installazioni a terra si è considerata una producibilità di 1.500 ore equivalenti, risultante da quanto mediamente rappresentato dal modello di calcolo [PV GIS](#) (DB SARAH 3) per installazione fissa a terra in Puglia, assunta come rappresentativa

dell'irraggiamento delle Regioni del Sud. Si sottolinea infatti che il DM FER-X prevede correzioni del prezzo di aggiudicazione per installazioni in località diverse dalle regioni meridionali, pertanto i business case dei casi di riferimento sono relativi a livelli di irraggiamento delle Regioni del Sud. Per installazioni su copertura si è considerata una riduzione media del 15% rispetto alle omologhe installazioni a terra, derivante dallo scostamento medio rilevato nel [Rapporto statistico fotovoltaico GSE 2023](#).

- Quota autoconsumo: per installazioni su copertura, si è considerato un autoconsumo del 38% fino a 200 kW e del 17% per la classe 200-1.000 kW, sulla base dei valori medi rilevati nel [Rapporto statistico fotovoltaico GSE 2023](#). Per installazioni a terra, per la sola classe fino a 200 kW si è considerata una quota di autoconsumo intermedia tra le ipotesi su copertura e la cessione totale, pari al 19%. Per la valorizzazione dell'autoconsumo si è assunto un costo evitato pari a circa 140 €/MWh, come descritto nella prima parte dello studio.

Tabella 1 – Sintesi casi di riferimento e caratteristiche tecnico-economiche

Tipologia impiantistica		su			
		a terra	copertur a	a terra	su copertura
Classe di potenza		fino a 200 kW	fino a 200 kW	da 200 a 1.000 kW	da 200 a 1.000 kW
Ore equivalenti di funzionamento	h/anno	1.500	1.275	1.500	1.275
Costi di investimento specifici	€/kW	1.100	1.100	1.000	850
Costi di O&M specifici	€/kW	20	20	20	20
Costo evitato di acquisto elettricità	€/MWh	140	140	140	140
Quota autoconsumo	%	19	38	0	17
WACC	%	6,5	6,5	6,5	6,5

3.3 Costo di generazione

Date le ipotesi adottate nei casi di riferimento individuati, con la metodologia descritta nella prima parte del presente documento, sono stati elaborati gli LCOE su base ventennale, evidenziando i diversi contributi (CAPEX, OPEX, autoconsumo).

Si è, altresì, effettuata una analisi di sensitività rispetto ai principali driver di natura tecnica ed economica, in parte basate sulle osservazioni registrate e analizzate: produzione $\pm 10\%$, costo di investimento $\pm 10\%$, autoconsumo $\pm 10\%$, prezzo elettricità $\pm 20\text{€/MWh}$, WACC $\pm 1,5\%$.

Figura 3 – Costo di generazione LCOE dell'energia FV immessa in rete per i diversi casi di riferimento considerati, con indicazione delle principali macro-voci di costo (€/MWh)

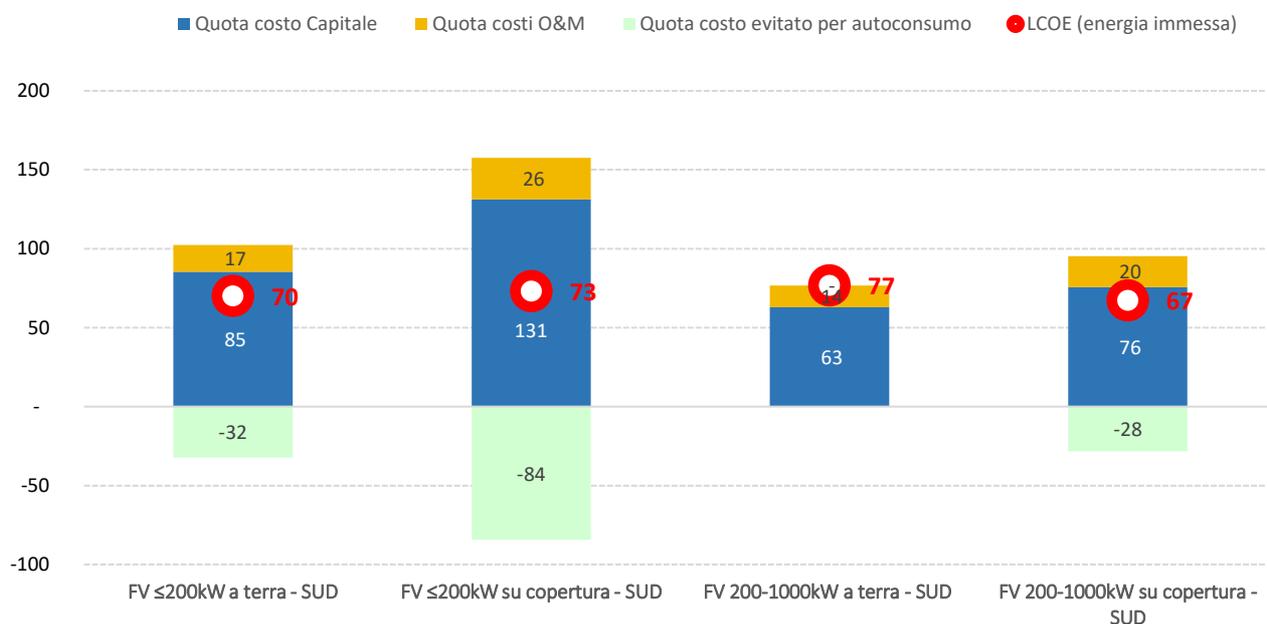
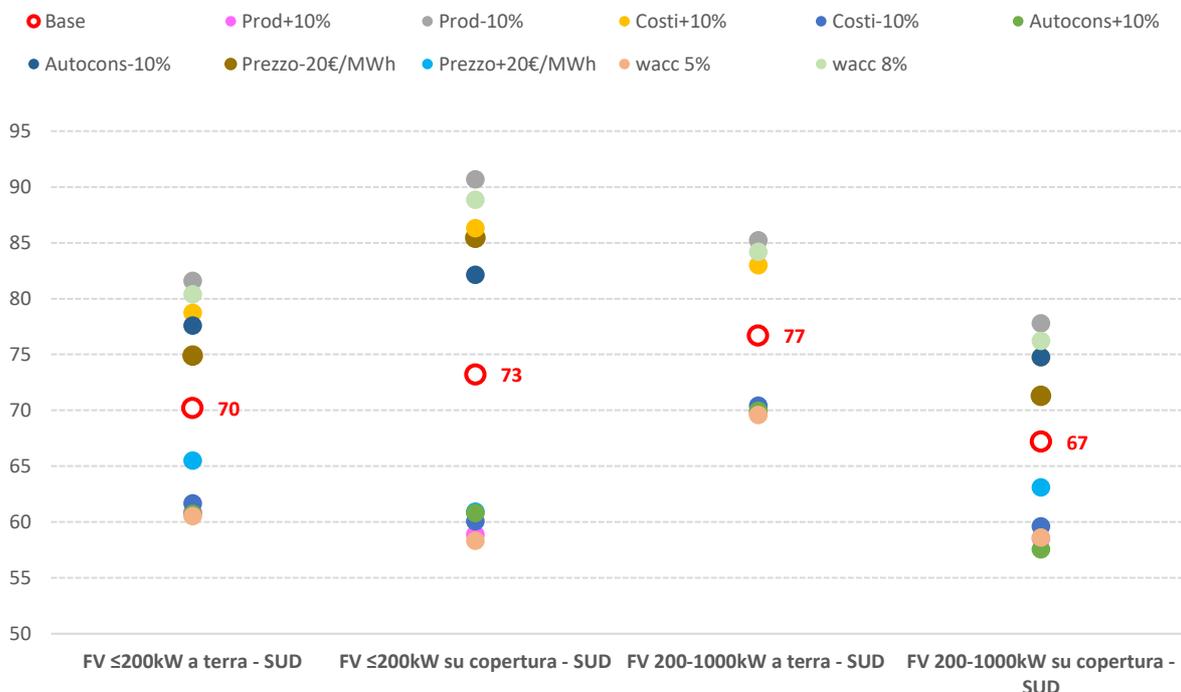


Figura 4 – Sensività dell'LCOE al variare dei principali driver: produzione ±10%, costo di investimento ±10%, autoconsumo ±10%, prezzo elettricità ±20€/MWh, WACC ±1,5%



Le analisi sui costi di generazione FV espone si riferiscono a condizioni osservate a partire dalla vasta pluralità di casistiche e tipologie riscontrabili, senza far riferimento a nicchie di soluzioni

particolari. A completamento di quanto esposto, per quanto concerne la tecnologia dei moduli si può osservare che in alcuni recenti provvedimenti (es. D.M. Transizione 5.0 del 24 luglio 2024), per talune finalità, sono stati presi in considerazione moduli fotovoltaici iscritti al registro di cui all'articolo 12 del decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, che rispondono ai requisiti di carattere territoriale e tecnico di cui al comma 1, lettere a), b) e c), del medesimo articolo 12 ([Registro Enea](#)). Tali tipologie appaiono avere ad oggi un costo di investimento superiore di circa il 20% rispetto ai costi sopraesposti (si tratta di un valore medio, con una certa variabilità), ma d'altro canto, grazie alla tecnologia ad alta efficienza, consentono di avere una produzione maggiore, valutabile in un range aggiuntivo anche fino al 30% rispetto a tecnologie standard; ipotizzando prudenzialmente per tali moduli un incremento di produzione di almeno il 15%, questo quasi bilancerebbe l'incremento dei costi, osservandosi, rispetto ai valori precedenti di costo di generazione, un incremento degli LCOE calcolabili nell'ordine dei 2-3 €/MWh.

3.4 Osservazioni di sintesi

La combinazione tra i diversi input tecnici ed economici dei vari casi di riferimento analizzati, fa sì che, complessivamente, non si osservino variazioni molto accentuate del costo di generazione, con una escursione in un range di circa 10 €/MWh (intervallo che si riduce nelle situazioni in cui si abbia una certa quota di autoconsumo anche per il caso a terra maggiore di 200 kW). Nei casi su copertura si osserva una diminuzione del costo di generazione al crescere della taglia, in quanto il maggiore autoconsumo del caso fino a 200 kW sembrerebbe non compensare completamente un maggior costo di investimento. Si ricorda che tali osservazioni sono relative ai casi di riferimento con gli input di base, tuttavia, l'analisi di sensitività ai principali driver mostra un'ampia variabilità dei costi di generazione, maggiormente accentuata nei casi con autoconsumo, essendo ridotto, in tali situazioni, il volume di energia immessa in rete cui si riferisce il costo di generazione.

In merito alla sensitività sul valore del WACC, si osserva più o meno una variazione di circa 5-6 €/MWh per ogni punto percentuale, salvo il caso su copertura fino a 200 kW con maggiore quota di autoconsumo, in cui l'effetto è leggermente superiore. Coerentemente con la letteratura di settore, si ritiene comunque che la tecnologia fotovoltaica, in particolar modo per applicazioni consolidate di non elevata taglia, aventi accesso a prezzi di esercizio prevedibili per venti anni, possa presentare profili di rischio relativamente bassi.

4 Eolico

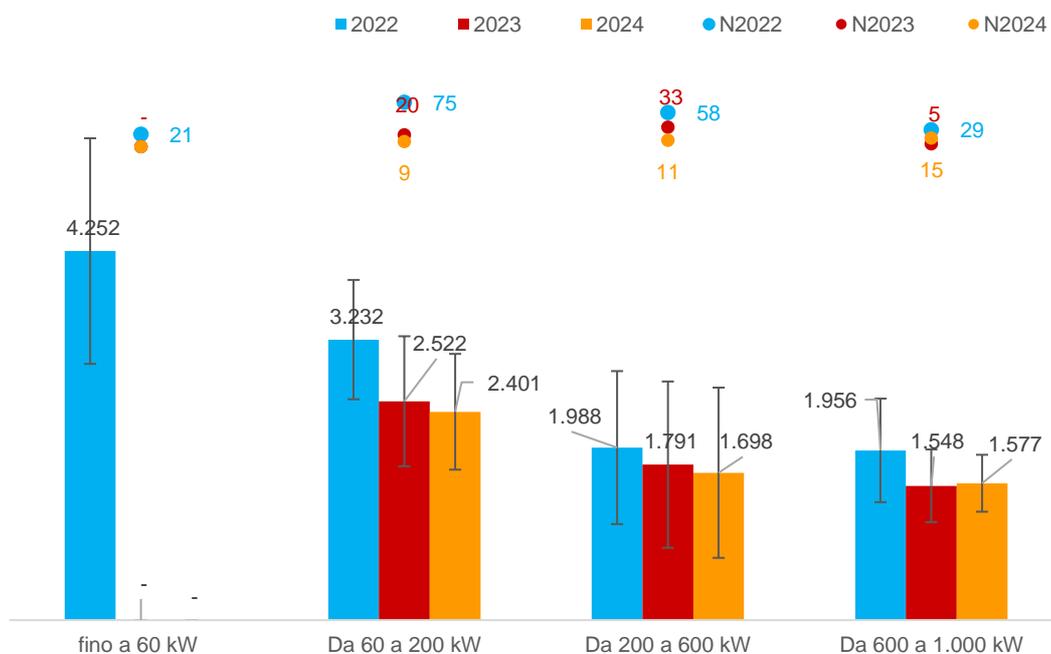
4.1 Costi di investimento e di esercizio

Anche nel caso dell'eolico è stata considerata una pluralità di fonti informative, tra cui in primis i dati raccolti dal GSE relativi agli impianti in accesso ai precedenti meccanismi di supporto.

Con riferimento al DM 4/7/2019 (FER-1), considerando il triennio 2022-2024, risultano disponibili circa 310 dati di costo validi, relativi a impianti eolici nelle diverse classi di potenza.

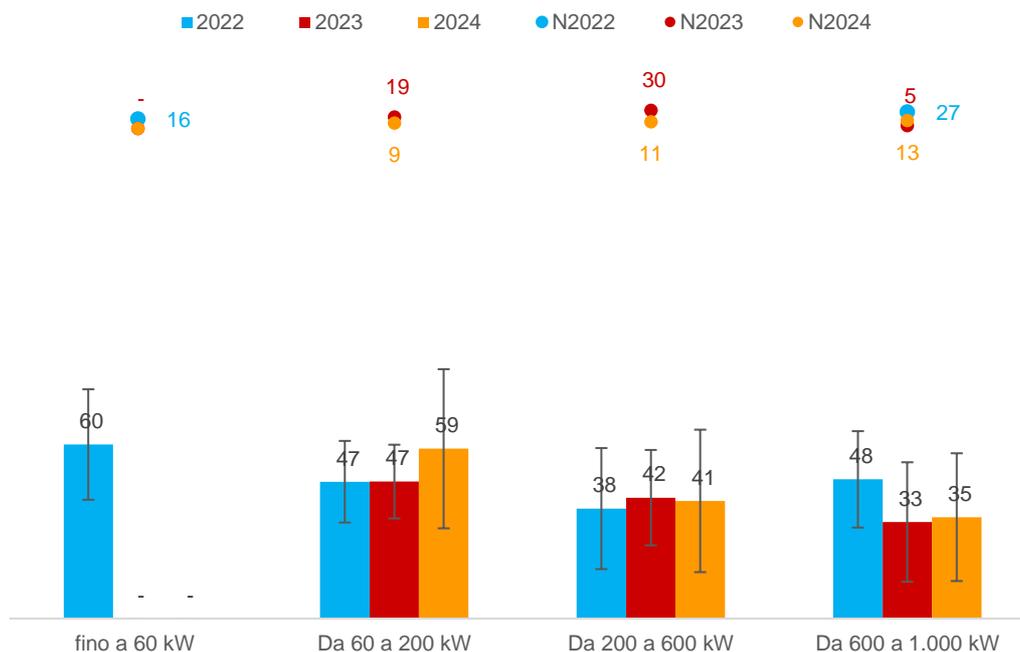
Sono stati elaborati i costi medi di investimento e di O&M, con indicazione della deviazione standard. Si rappresenta di seguito una sintesi dei dati rilevati, suddivisi per taglia, mostrando per ciascun anno sia i valori medi sia la relativa deviazione standard, nonché il numero di campioni oggetto della statistica.

Figura 5 - Costi medi di investimento (€/kW) per taglia e anno di esercizio*



*Le barre mostrano i valori medi, con indicazione della deviazione standard. I pallini rappresentano la numerosità del campione disponibile.

Figura 6 - Costi medi di O&M (€/kW) per taglia e anno di esercizio*



*Le barre mostrano i valori medi, con indicazione della deviazione standard. I pallini rappresentano la numerosità del campione disponibile.

I dati dei costi di investimento mostrano una significativa riduzione al crescere della taglia, mentre è meno evidente un'evoluzione temporale nell'ultimo anno. I costi di O&M mostrano variazioni più contenute rispetto alla taglia e un'elevata variabilità (elevata deviazione standard).

4.2 Casi di riferimento

Di seguito sono elencate le ipotesi utilizzate per la definizione dei casi di riferimento.

- Classi di potenza: si sono considerate tre classi di potenza, fino a 200 kW, 200-600 kW e 600-1.000 kW. Ciò in ragione della variabilità osservata nei costi di investimento, ma ritenendo comunque opportuno rappresentare in un'unica classe le installazioni fino a 200 kW, dal momento che gli impianti fino a 60 W risultano particolarmente costosi e poco competitivi e non risultano realizzati nell'ultimo biennio.
- Costi di investimento specifici: si è considerato un valore pari a 2.400 €/kW per la classe fino a 200 kW, un valore pari a 1.700 €/kW per la classe 200-600 kW e 1.580 €/kW per la classe 600-1.000 kW, considerando la tendenza decrescente illustrata al paragrafo precedente.
- Costi di O&M specifici: si è considerato un valore pari a 50 €/kW per la classe fino a 200 kW, un valore pari a 40 €/kW per la classe 200-600 kW e 35 €/kW per la classe 600-1.000 kW.
- Producibilità: si è considerata la producibilità media dell'ultimo triennio disponibile relativa a impianti con dati validi di produzione incentivati mediante DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016. Per le classi 200 kW- 1.000 kW risultano circa 2.030 ore equivalenti (90 impianti). Per il caso fino a 200 kW si sono considerate 1.800 ore, relative a circa 3.600 impianti considerati validi ed efficienti.

Tabella 2 – Sintesi casi di riferimento e caratteristiche tecnico-economiche

Classe di potenza		fino a 200 kW	da 200 a 600 kW	da 600 a 1.000 kW
Ore equivalenti di funzionamento	h/anno	1.800	2.030	2.030
Costi di investimento specifici	€/kW	2.400	1.700	1.580
Costi di O&M specifici	€/kW	50	40	35
WACC	%	6,5	6,5	6,5

4.3 Costo di generazione

Date le ipotesi adottate nei casi di riferimento individuati, con la metodologia descritta nella prima parte del presente documento, sono stati elaborati gli LCOE su base ventennale, evidenziando i diversi contributi (CAPEX, OPEX).

Si è, altresì, effettuata una analisi di sensitività rispetto ai principali driver di natura tecnica ed economica, in parte basate sulle osservazioni registrate e analizzate: produzione $\pm 20\%$, costo di investimento $\pm 10\%$, WACC $\pm 1,5\%$.

Figura 7 - Costo di generazione LCOE dell'energia eolica immessa in rete per i diversi casi di riferimento considerati, con indicazione delle principali macro-voci di costo (€/MWh)

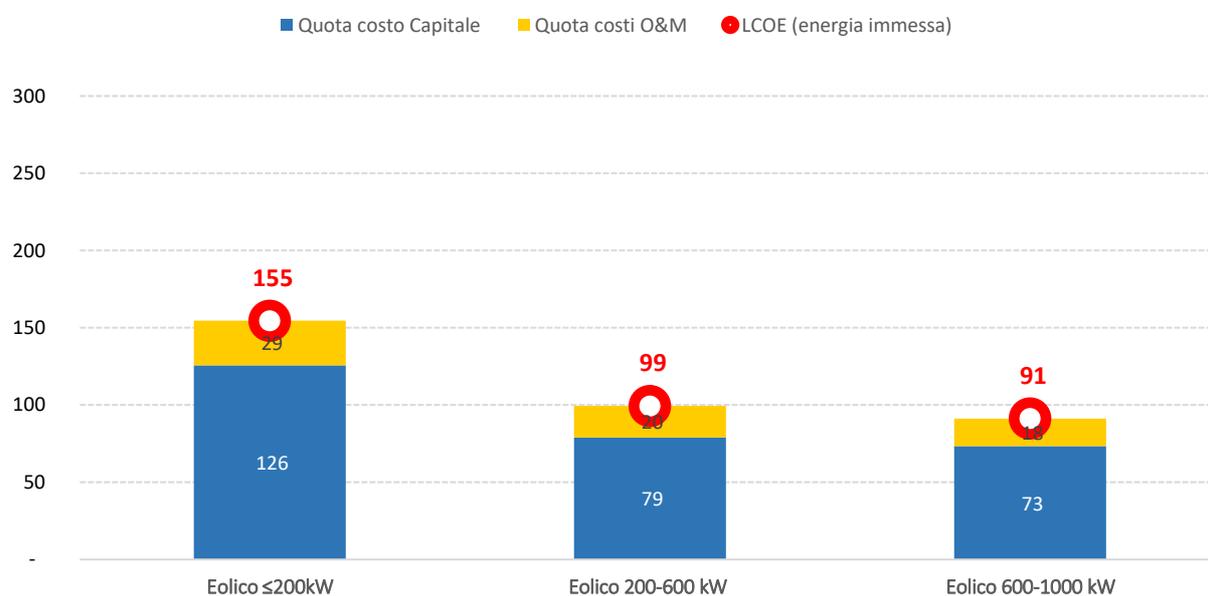
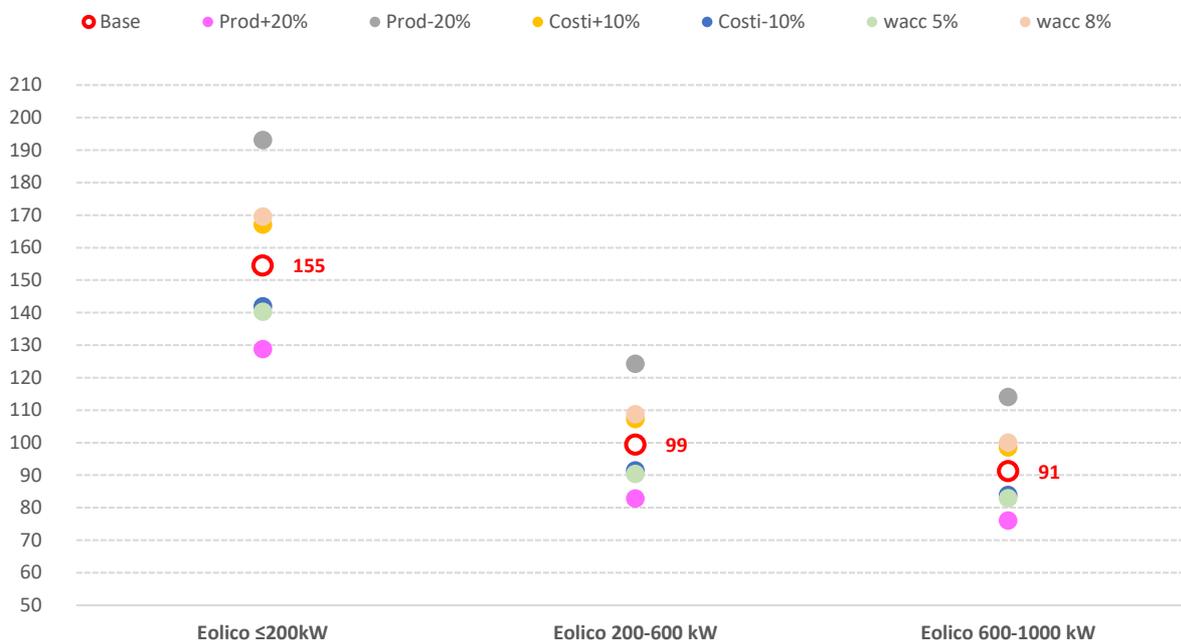


Figura 8 Sensitività dell’LCOE al variare dei principali driver: produzione $\pm 20\%$, costo di investimento $\pm 10\%$, WACC $\pm 1,5\%$



4.4 Osservazioni di sintesi

Conformemente con quanto già osservato nell’elaborazione dei costi di investimento, anche il costo di generazione mostra valori più elevati per le taglie più piccole, soprattutto fino a 200 kW, che evidenziano un gap di competitività rispetto a impianti di maggiore capacità, dato che agli impianti piccoli corrispondono costi di investimento specifici maggiori e ore di producibilità minori, con una bassa efficienza energetica ed economica. La sensitività mostra una variabilità del costo di generazione, soprattutto al variare delle ore di producibilità. Il WACC determina una variazione di circa 6 €/MWh per ogni punto percentuale per le taglie non troppo piccole.

5 Idroelettrico

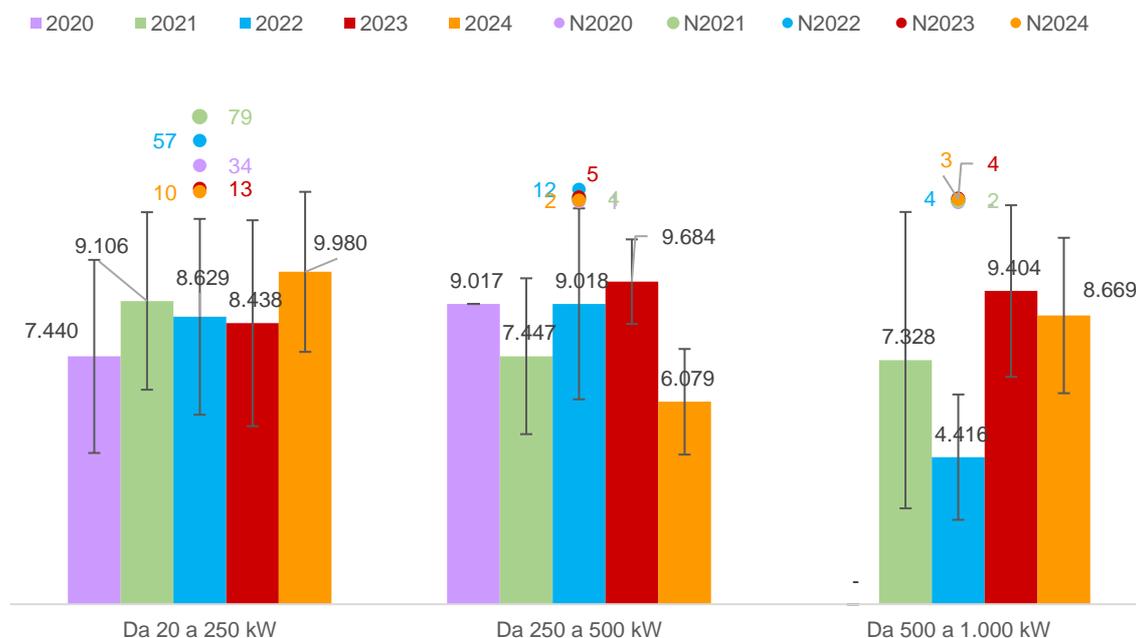
5.1 Costi di investimento e di esercizio

Per quanto riguarda i piccoli impianti idroelettrici, con riferimento al DM 4/7/2019 (FER-1), data la minore disponibilità di dati e la maggiore variabilità rispetto ad altre fonti, si è considerato il quinquennio 2020-2024, in cui si sono registrati un totale di circa 260 dati di costo validi relativi a nuovi impianti ad acqua fluente e su acquedotto, di cui soltanto 42 sono relativi ad impianti su acquedotto.

Sono stati elaborati i costi medi di investimento per le due tipologie di impianti. Si noti che, coerentemente con l'impostazione del DM FER X TCTF, la potenza considerata per la fonte idroelettrica è la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua, che rappresenta la potenza idraulica media teoricamente disponibile durante l'anno, in relazione alla portata e al salto idrico concessi. Tale potenza non è tipicamente coincidente con la potenza nominale della turbina né con quella del gruppo di generazione elettrico, che sono rilevanti ai fini del costo di investimento. Ciò si riflette in una maggiore variabilità del costo specifico di investimento (e anche O&M) rispetto alla potenza di concessione, rendendo più articolata l'interpretazione dei valori medi, delle varianze e delle altre tendenze.

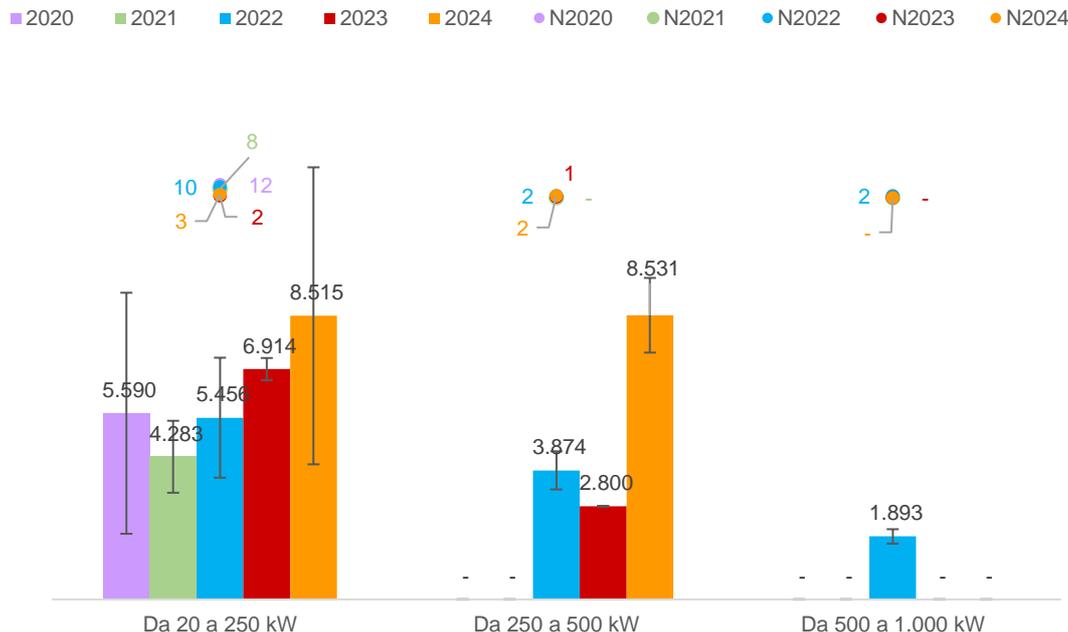
Si rappresenta di seguito una sintesi dei dati rilevati, suddivisi per taglia (potenza di concessione), mostrando per ciascun anno sia i valori medi sia la relativa deviazione standard, nonché il numero di campioni oggetto della statistica.

Figura 9 - Costi medi di investimento (€/kW) per impianti ad acqua fluente*



*Le barre mostrano i valori medi, con indicazione della deviazione standard. I pallini rappresentano la numerosità del campione disponibile. La potenza è quella nominale di concessione.

Figura 10- Costi medi di investimento (€/kW) per impianti su acquedotto*

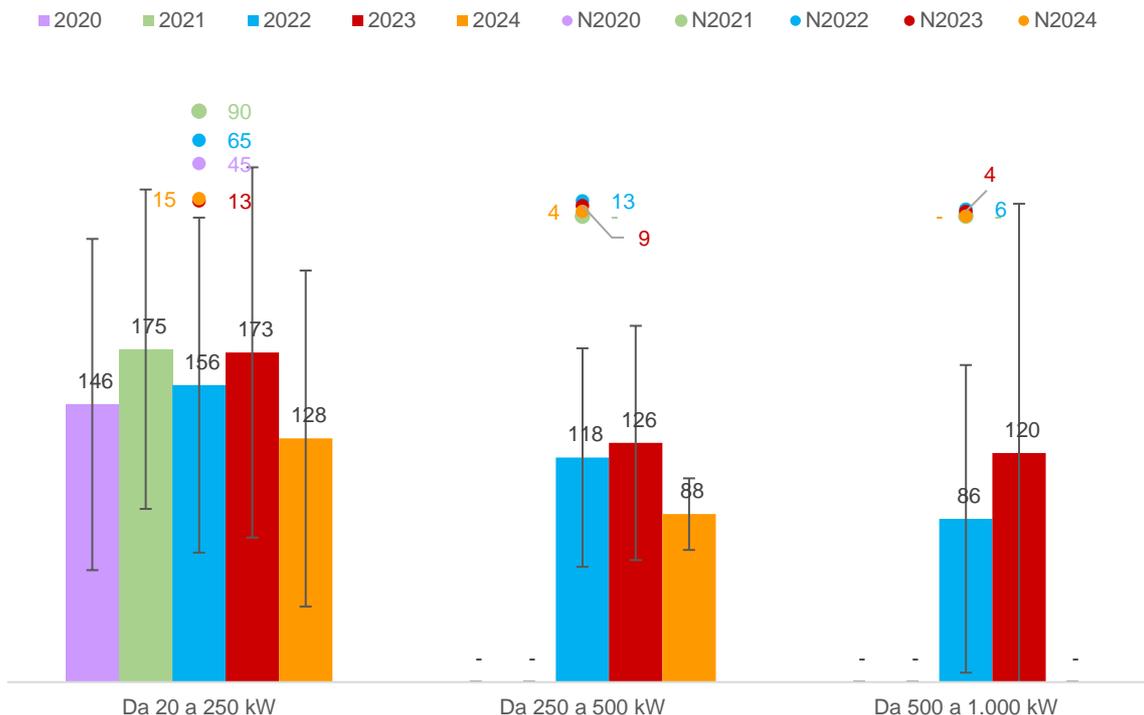


*Le barre mostrano i valori medi, con indicazione della deviazione standard. I pallini rappresentano la numerosità del campione disponibile. La potenza è quella nominale di concessione.

La numerosità degli impianti su acquedotto è molto ridotta, si osserva una concentrazione molto marcata in una unica classe di potenza (fino a 250 kW). Naturalmente la distribuzione tra classi di potenza è frutto anche dell'evoluzione della normativa incentivante, che può avere verosimilmente favorito talune taglie rispetto ad altre. Nella classe più rappresentativa si evidenziano valori medi inferiori a quelli su acqua fluente.

Sono stati elaborati i costi medi di O&M, con indicazione della deviazione standard, per l'insieme delle due tipologie di impianti: non si osservano variazioni significative tra le due fattispecie (acqua fluente ed acquedotto).

Figura 11- Costi medi di O&M (€/kW) per impianti ad acqua fluente e su acquedotto*



*Le barre mostrano i valori medi, con indicazione della deviazione standard. I pallini rappresentano la numerosità del campione disponibile. La potenza è quella nominale di concessione.

I costi di O&M mostrano una non trascurabile riduzione all'aumentare della taglia impiantistica.

5.2 Casi di riferimento

Di seguito sono elencate le ipotesi utilizzate per la definizione dei casi di riferimento.

- **Classi di potenza.** Si sono considerate tre classi di potenza per gli impianti ad acqua fluente: fino a 250 kW, 250-500 kW e 500-1.000 kW; alla base di tali scelte vi sono lievi differenze nei costi di investimento e nei costi di esercizio. Sono state altresì definite due classi di potenza per impianti su acquedotto, fino a 250 kW e 250-1.000 kW, data anche l'esiguità di installazioni su acquedotto di taglia oltre 250 kW.
- **Costi di investimento specifici:** sulla base delle elaborazioni di cui al paragrafo precedente, per l'acqua fluente si sono considerati 8.500 €/kW, 7.500 €/kW e 6.500 €/kW rispettivamente fino a 250 kW, tra 250-500 kW e 500-1.000 kW. Su acquedotto, si è assunto 6.500 €/kW e 5.000 €/kW rispettivamente entro e oltre 250 kW.
- **Producibilità:** si è considerata la producibilità media degli impianti incentivati con i DM FER nel periodo 2015-2023 (circa 900 impianti). Nelle diverse classi di impianti ad acqua fluente e acquedotto fino a 1 MW risultano valori medi di lungo periodo tra 4.400 e 5.100 ore equivalenti. Per i casi tipo si è definito un valore di riferimento in tale range, pari a 5.000 ore equivalenti.
- **Costi di O&M specifici:** si è considerato un valore pari a 140 €/kW per la classe fino a 250 kW e 100 €/kW per le classi da 250 a 1.000 kW.

- Vita utile: si è considerato un periodo di 25 anni, imputando dunque al ventesimo anno un valore residuo dell'asset in modo lineare.

Tabella 3 – Sintesi casi di riferimento e caratteristiche tecnico-economiche

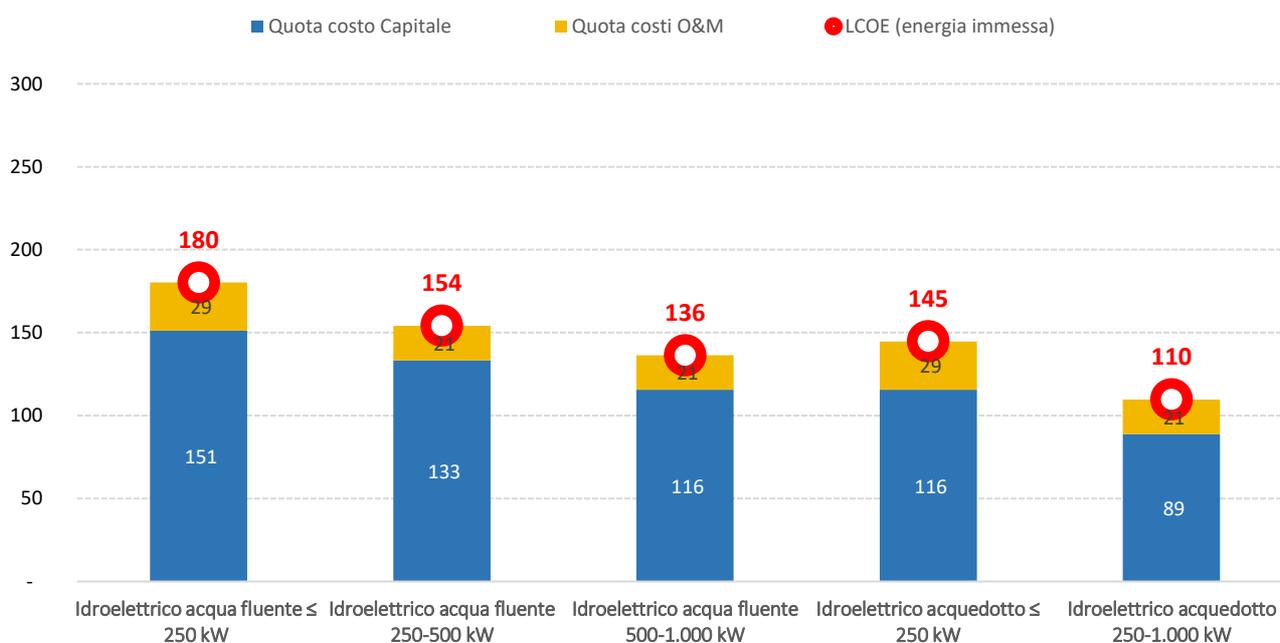
Tipologia impiantistica	Classe di potenza	ad acqua fluente			su acquedotto	
		fino a 250 kW	da 250 a 500 kW	da 500 a 1.000 kW	fino a 250 kW	da 250 a 1.000 kW
Ore equivalenti di funzionamento	h/anno	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Costi di investimento specifici	€/kW	8.500	7.500	6.500	6.500	5.000
Costi di O&M specifici	€/kW	140	100	100	140	100
WACC	%	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5

5.3 Costo di generazione

Date le ipotesi adottate nei casi di riferimento individuati, con la metodologia descritta nella prima parte del presente documento, sono stati elaborati gli LCOE su base ventennale, evidenziando i diversi contributi (CAPEX, OPEX).

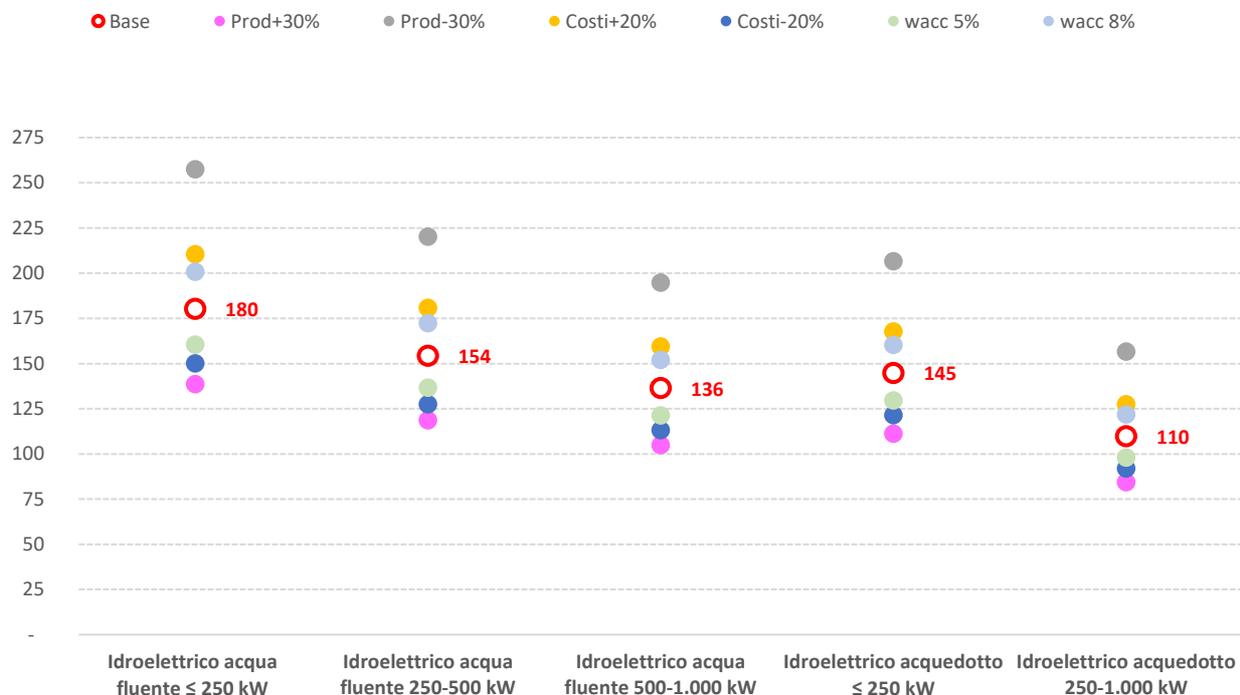
Si è altresì effettuata una sensitività rispetto ai principali driver di natura tecnica ed economica, in parte basate sulle osservazioni registrate e analizzate: produzione $\pm 30\%$, costo di investimento $\pm 20\%$, WACC $\pm 1,5\%$.

Figura 12 - Costo di generazione LCOE dell'energia immessa in rete per i diversi casi di riferimento considerati, con indicazione delle principali macro-voci di costo (valore residuo 20° anno incluso nella quota capex) (€/MWh)



Coerentemente con quanto osservato nell'analisi dei costi di investimento, il costo di generazione mostra una diminuzione all'aumentare della taglia, e valori inferiori per le installazioni su acquedotto.

Figura 13– Sensività dell’LCOE al variare dei principali driver: produzione $\pm 30\%$, costo di investimento $\pm 20\%$, WACC $\pm 1,5\%$



5.4 Osservazioni di sintesi

All'interno di ciascuna tipologia impiantistica, la combinazione tra i diversi input tecnici ed economici dei diversi casi di riferimento fa sì che, nelle condizioni analizzate, si osservino differenze rilevanti del costo di generazione. I range di variazione entro cui si muove la sensibilità sono ampi. Da un lato, tale ampiezza è il frutto della sensibilità impostata (ad esempio $\pm 30\%$ nella produzione), d'altro lato tale escursione è effettivamente riscontrabile, essendo noto che la fonte idraulica può presentare oscillazioni sensibili sia da un anno all'altro sia tra un impianto e l'altro. Per quanto riguarda la variazione nei costi di investimento, va anche considerato che l'analisi è stata impostata sulle potenze di concessione (funzionalmente all'utilità di tali analisi per i prezzi di esercizio del DM FER-X), cui possono corrispondere valori diversi di potenza delle turbine e dei relativi costi specifici.

In ottica FER-X, l'eventuale definizione di prezzi di esercizio considerando un intervallo medio-basso dei costi, stimolerebbe in primis gli impianti più produttivi. Si consideri in proposito che dei circa 300 impianti idroelettrici ad acqua fluente o su acquedotto di nuova costruzione che risultano essere entrati in esercizio con il DM 4/7/2019, 253 impianti (84%), grazie ai diversi meccanismi di proroga o flessibilità previsti per l'entrata in esercizio, hanno avuto accesso alle tariffe più remunerative del DM 23/6/2016 (210 €/MWh fino a 250 kW, 195 €/MWh nel range 250-500 kW e 150 €/MWh nel range 500-1.000 kW); cionondimeno, un certo numero di impianti (48, pari al 16%) ha avuto accesso alle tariffe inferiori del DM 4/7/2019 (155 €/MWh fino a 400 kW e 110 €/MWh nel range 400-1.000 kW), con preponderanza (70%) delle iniziative fino a 400 kW.

6 Gas residuati da processi di depurazione

6.1 Costi di investimento e di esercizio

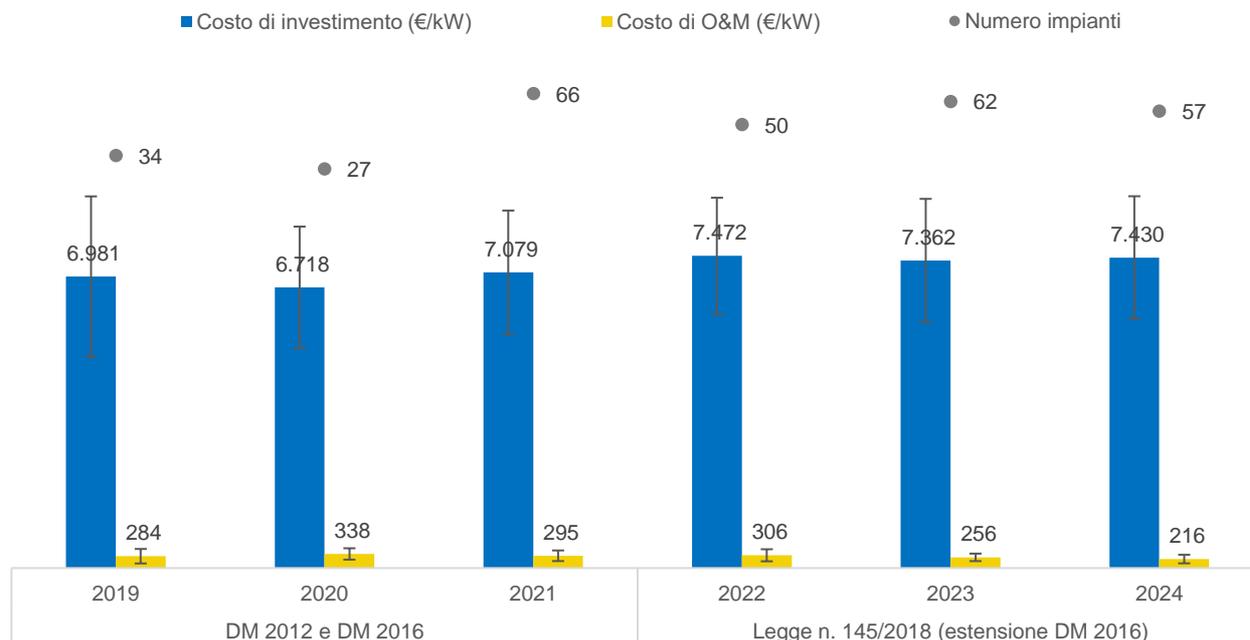
In merito agli impianti alimentati da biogas da processi di depurazione, tra i dati raccolti dal GSE per le finalità di monitoraggio hanno una particolare incidenza quelli relativi agli impianti supportati con la tariffa omnicomprensiva (TO) del 2008. Infatti, successivamente alla TO e dunque dall'entrata in vigore del DM 2012, non risultano aver avuto accesso ad altri meccanismi gestiti dal GSE ulteriori impianti da gas residuati dai processi di depurazione. Si è, dunque, proceduto ad analizzare gli impianti a biogas alimentati da diverse matrici (differenti da quelle relativi ai processi di depurazione) entrati in esercizio nell'ultimo triennio, tenendo poi opportunamente in considerazione alcune differenze impiantistiche.

Con riferimento ai DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016 e alla Legge n. 145/2018 (art. 1, comma 954), che ha esteso la possibilità di accesso agli incentivi secondo le modalità del D.M. 2016 a impianti con $P \leq 300$ kW e con requisiti specifici⁴, risultano disponibili rispettivamente 127 (2019-2021) e 169 (2022-2024) dati di costo validi, relativi a impianti biogas fino a 300 kW alimentati da diverse matrici. Dal 2019 non risultano entrati in esercizio impianti di potenza superiore a 300 kW.

Sono stati, dunque, elaborati i suddetti costi medi di investimento e di O&M, con indicazione della deviazione standard. Si rappresenta di seguito una sintesi dei dati rilevati, mostrando per ciascun anno sia i valori medi sia la relativa deviazione standard, nonché il numero di campioni oggetto della statistica.

⁴ Facenti parte del ciclo produttivo di un'impresa agricola; aventi una alimentazione che prevede che almeno l'80% provenga da reflui e materie derivanti dalle aziende agricole realizzatrici e il restante 20% da loro colture di secondo raccolto; aventi un autoconsumo in sito dell'energia termica prodotta per il soddisfacimento dei processi aziendali.

Figura 14 – Costi medi di investimento e di O&M (€/kW), impianti fino a 300 kW*



*Le barre mostrano i valori medi, con indicazione della deviazione standard. I pallini rappresentano la numerosità del campione disponibile.

Dal 2019 non risultano essere entrati in esercizio impianti a biogas per la generazione elettrica con $P > 300$ kW. Con riferimento ai DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016, nel periodo 2013-2018 sono entrati in esercizio 407 impianti con $P \leq 1.000$ kW, di cui 34 (8%) con $P > 300$ kW e 373 (92%) con $P \leq 300$ kW.

Tra le due classi di potenza si sono registrate significative differenze nei costi di investimento e di O&M. Per tenere conto di tali differenze e di una loro attualizzazione, i costi di investimento e di O&M degli impianti di potenza superiore a 300 kW sono stati stimati applicando dei fattori di riduzione pari rispettivamente a -11% e -16%, alle ipotesi sui costi degli impianti con $P \leq 300$ kW.

6.2 Casi di riferimento

Di seguito sono elencate le ipotesi utilizzate per la definizione dei casi di riferimento.

- Classi di potenza: si sono considerate due classi di potenza, fino a 300 kW e 300-1.000 kW, sulla base dei dati analizzati ed elaborati sui costi di investimento.
- Costi di investimento specifici: sulla base delle elaborazioni di cui al paragrafo precedente, si è considerato un valore pari a 7.400 €/kW per la classe fino a 300 kW e 6.600 €/kW per la classe 300-1.000 kW.
- Costi di O&M specifici: si è considerato un valore pari a 260 €/kW per la classe fino a 300 kW, e 220 €/kW per la classe 300-1.000 kW (avendo applicato il relativo fattore di riduzione).
- Costi di combustibile specifici: si è considerato un costo evitato di smaltimento di 50 €/t su una quota pari all'1% della sostanza tal quale. La norma UNI-TS 11567, che fornisce i criteri di sostenibilità del biometano e relative metodologie di calcolo a partire da diverse matrici, riporta le rese medie in biogas di matrici tal quali. Per i fanghi da depurazione delle acque reflue si considera un tenore di sostanza secca (o solidi totali, ST) pari al 3% e una resa media in biogas pari a 0,130 MJ/kg matrice. Inoltre, si considera che il biogas prodotto sia

composto per il 51% da metano e il 49% da anidride carbonica. Dall'applicazione dei suddetti valori si stima che la quota che si trasforma effettivamente in biogas sia circa l'1% della sostanza tal quale, ovvero circa un terzo della sostanza secca. Tale valore rappresenta anche la quantità di materia per cui si evita lo smaltimento.

- Producibilità: si è considerata una producibilità di 6.300 ore equivalenti annue, basata su valori storici di impianti a biogas agricolo, opportunamente ridotti per tenere in considerazione la quota di energia prodotta e autoconsumata in ragione dei maggiori fabbisogni termici ed elettrici per pretrattamento fanghi di depurazione.

Tabella 4 – Sintesi casi di riferimento e caratteristiche tecnico-economiche

Classe di potenza		fino a 300 kW	Da 300 a 1.000 kW
Ore equivalenti di funzionamento	h/anno	6.300	6.300
Costi di investimento specifici	€/kW	7.400	6.600
Costi di O&M specifici	€/kW	260	220
Costi di combustibile specifici	€/t	-50	-50
WACC	%	6,5	6,5

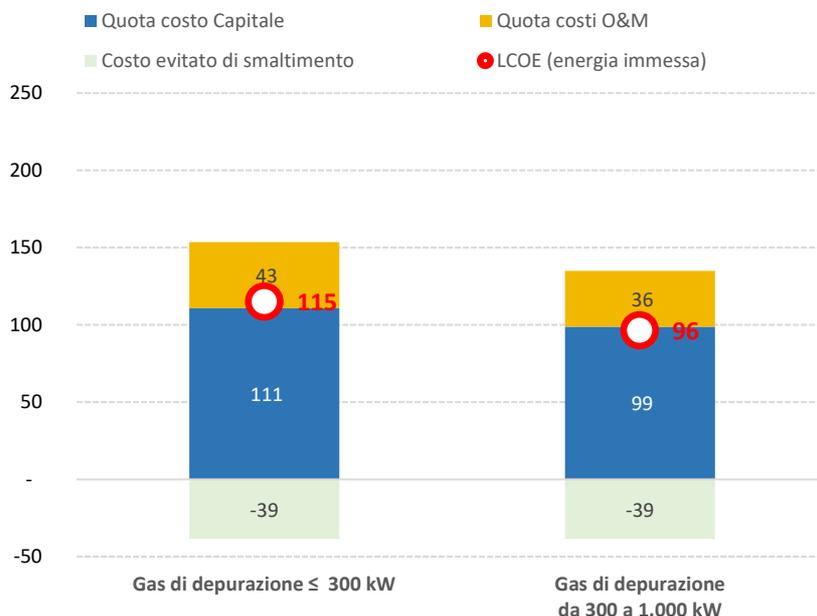
6.3 Costo di generazione

Date le ipotesi adottate nei casi di riferimento individuati, con la metodologia descritta nella prima parte del presente documento sono stati elaborati gli LCOE su base ventennale, evidenziando i diversi contributi (CAPEX, OPEX, costo del combustibile o costo evitato di smaltimento).

I costi relativi al combustibile si configurano come dei costi evitati, ovvero rappresentano dei ricavi, dal momento che si assume che i fanghi genererebbero altrimenti un costo di smaltimento.

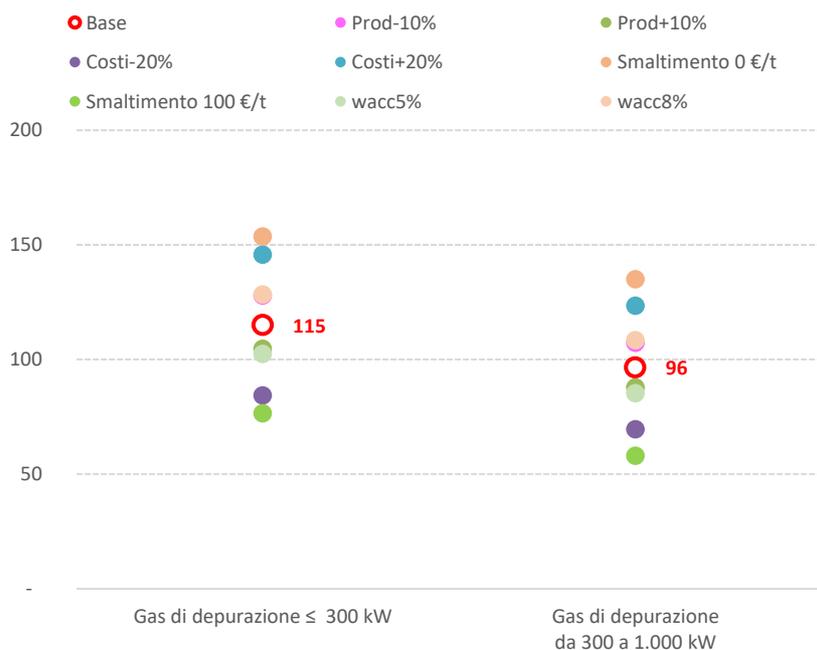
Si è altresì effettuata una sensitività rispetto ai principali driver di natura tecnica ed economica, in parte basate sulle osservazioni registrate e analizzate: produzione $\pm 10\%$, costo di investimento e di O&M $\pm 20\%$, costo evitato di smaltimento 0 e 100 €/t, WACC $\pm 1,5\%$.

Figura 15 – Costo di generazione LCOE dell’energia immessa in rete per i diversi casi di riferimento considerati, con indicazione delle principali macro-voci di costo (€/MWh)



Coerentemente con quanto osservato nell’analisi dei costi di investimento, il costo di generazione mostra una diminuzione all’aumentare della taglia.

Figura 16– Sensitività dell’LCOE al variare dei principali driver: produzione±10%, costo di investimento e di O&M ±20%, costo evitato di smaltimento 0 e 100 €/t, WACC ±1,5%



6.4 Osservazioni di sintesi

Seppur nella considerazione della rappresentatività dei dati disponibili, le differenze stimate nei costi di investimento e di O&M tra le due classi di potenza, forniscono l'evidenza di una variabilità dell'LCOE non trascurabile, a discapito delle taglie più piccole. La sensibilità mostra una rilevante variabilità del costo di generazione, soprattutto al variare del costo evitato di smaltimento. Il WACC determina una variazione di circa 8-9 €/MWh per ogni punto percentuale, sensibilità che ha verosimilmente ragione di essere valutata, date le possibili maggiori incertezze tecnico-economiche che denotano i progetti di impianti di generazione elettrica da gas di depurazione, avendo riscontrato che la tecnologia negli ultimi anni non ha avuto una vasta diffusione.