



L'impatto delle nuove procedure di ammodernamento GSE

Potenziali di mercato delle RES non FV e analisi costi benefici

27 marzo 2018

Auditorium del GSE – Roma

Tommaso Barbetti



Le procedure GSE: un quadro d'insieme

Intervento	Dettaglio	Esempio	Produzione incentivata
Operations	Intervento non significativo	Operazione senza alcun impatto sulla convenzione in essere	Riconfigurazione del software di controllo della produzione
	Sostituzione	Sostituzione di comp. principali con altre di tipologia analoga (a parità di potenza*)	Sostituzione di un aerogeneratore con un altro di identiche caratteristiche
	Modifica configurazione	Riduzione di potenza, cambio ricetta impianto, modifica del layout	Spostamento di un aerogeneratore al di fuori delle particelle catastali autorizzate
Strategia	Ammodernamento	Sostituzione di comp. principali con altre di caratteristiche diverse (a parità di potenza*)	Reblading / da 50 WTG 850 kW cad a 17 WTG 2,5 MW cad
	Potenziamento non incentivato	Sostituzioni con incremento di potenza o realizzazione nuove sezioni di impianto	Da 50 WTG 850 kW cad a 23 WTG da 2,5 MW cad
<p>* O negli incrementi di potenza consentiti dalla legge (+ 1% per impianti > 20kW)</p>			
<p>A seguito dell'intervento si può assistere ad un incremento sostanziale della produzione. Anche per tale ragione viene introdotto un cap all'energia massima incentivabile.</p> <p>Tali interventi non erano consentiti prima della pubblicazione delle procedure</p>			

La metodologia di quest'analisi

Selezione degli interventi tipo

- Screening delle azioni consentite
- Identificazione degli interventi «operations» e degli interventi «strategia»
- Valutazione, anche a mezzo di interviste condotte con gli operatori, degli interventi più significativi in termini di incremento di produzione ottenibile (ammodernamenti e/o potenziamenti non incentivati)
- Nessun intervento identificato per bioenergie e geotermico

Analisi di redditività

- Modellazione finanziaria (P&L/Cash Flow) degli interventi tipo su ciascuna classe di impianto (variabili principali: anni residui di incentivazione, livello di produzione originaria)
- Identificazione del delta IRR unlevered dell'intervento (in casi specifici – ie, idroelettrico – la valutazione ha riguardato il calcolo IRR del solo nuovo intervento)

Valutazione del potenziale

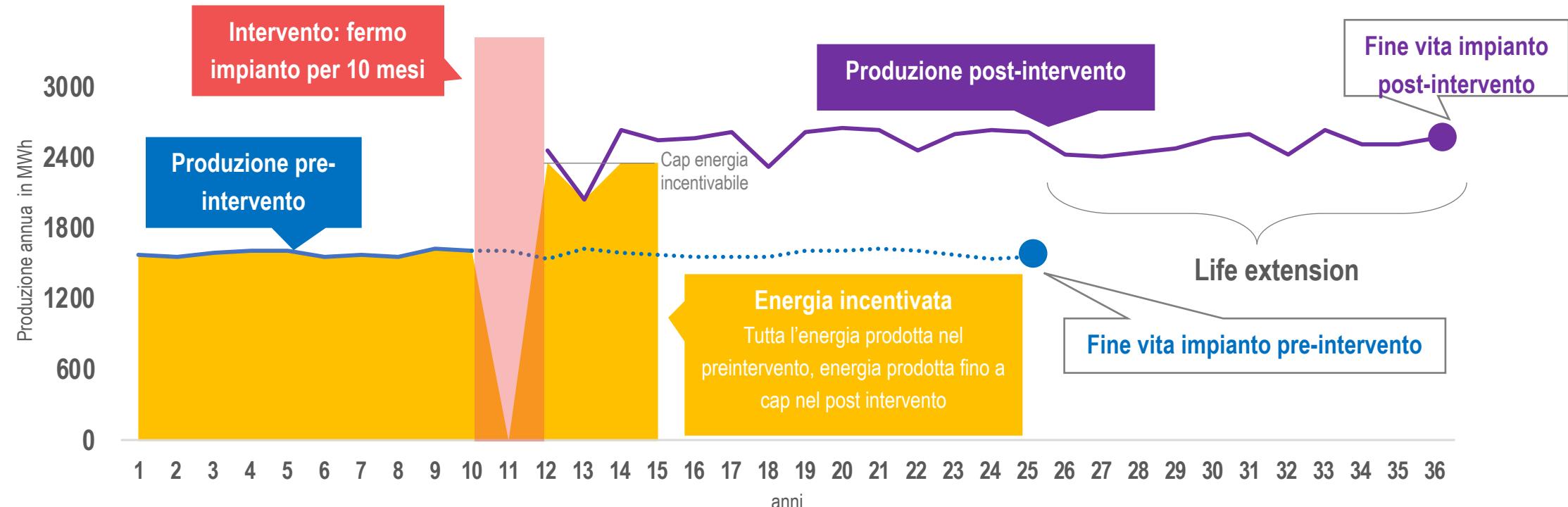
- Selezione delle casistiche con incremento IRR (o per idro con IRR > rispetto a un valore minimo)
- Identificazione, a partire dai DB Elemens, degli asset compatibili, per caratteristiche tecniche ed economiche, con l'impianto tipo analizzato nella fase precedente
- Stima del potenziale di mercato (MW) e della produzione aggiuntiva connessa a ciascun intervento

Analisi costi-benefici

- Stima dei costi di incentivazione connessi alla realizzazione dei nuovi interventi abilitati dalle procedure GSE
- Stima dei benefici sul sistema elettrico (riduzione del PUN, mediante modello mercato Elemens)
- Stima dei benefici macro (gettito fiscale, royalties, canoni, occupazione, nuovi investimenti generati)

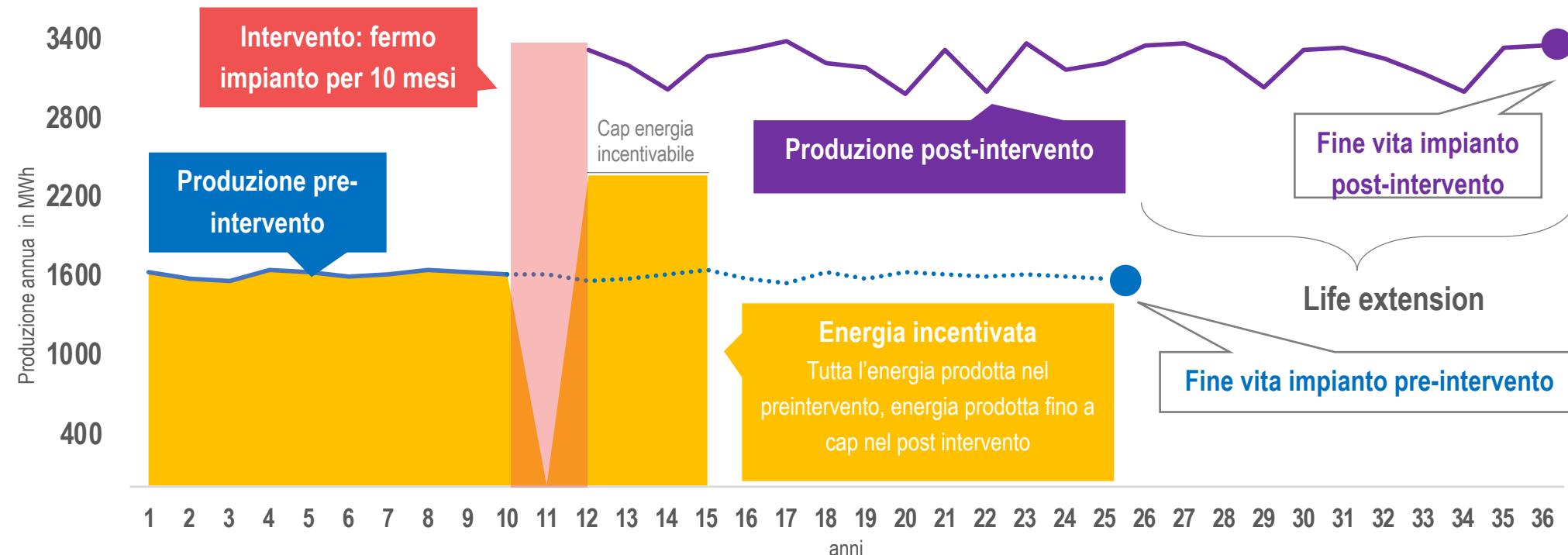
L'ammodernamento wind (a parità di potenza): razionali e curve di produzione

- Un intervento di sostituzione di WTG con nuove WTG più performanti **a parità di potenza** installata rientra nella categoria «ammodernamento» delle procedure GSE
- **Il razionale di un intervento di sostituzione che non prevede incremento di potenza risiede nella presenza di un vincolo tecnico/autorizzativo**
- L'energia prodotta in seguito all'intervento è incentivata fino al raggiungimento di un cap (corrispondente a 2.360 h/y per un impianto eolico di potenza superiore a 10 MW)
- A seguito dell'intervento, che tiene fermo l'impianto per 10 mesi, la produzione del parco aumenta significativamente
- Inoltre, si assiste all'estensione della vita utile dell'impianto: la nuova vita utile è pari a 25 anni a partire dalla realizzazione dell'intervento
- Nel caso illustrato sotto, a fini puramente didascalici, la potenza dell'impianto di riferimento è pari a 1 MW (consentendo l'equivalenza tra produzioni e ore equivalenti)



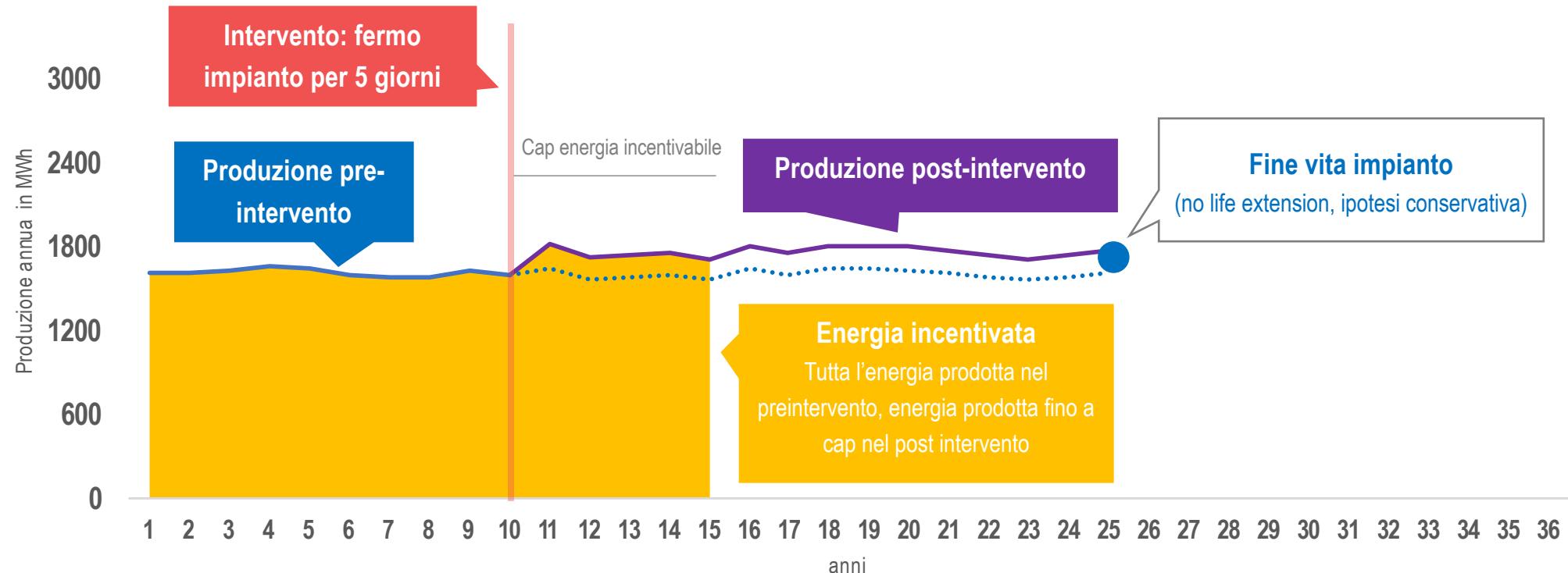
Potenziamento n.i. wind (incremento di potenza): razionali e curve di produzione

- Un intervento di sostituzione di WTG con nuove WTG più performanti con incremento di potenza installata rientra nella categoria «potenziamento non incentivato» delle procedure GSE
- **L'incremento di potenza consente di sfruttare appieno le caratteristiche del sito senza il vincolo del mantenimento della potenza originaria**
- L'energia prodotta in seguito all'intervento è incentivata fino al raggiungimento di un cap (corrispondente a 2.360 h/y calcolate sulla potenza originaria dell'impianto)
- A seguito dell'intervento, che tiene fermo l'impianto per 10 mesi, la produzione del parco aumenta significativamente per effetto sia dell'aumento di potenza sia dell'incremento di efficienza connesso alla nuova tecnologia installata
- Inoltre, si assiste all'estensione della vita utile dell'impianto: la nuova vita utile è pari a 25 anni a partire dalla realizzazione dell'intervento
- Nel caso illustrato sotto, a fini puramente didascalici, la potenza originaria dell'impianto di riferimento è pari a 1 MW (la potenza post intervento è circa del 20%)



Reblading wind: razionali e curve di produzione

- Un intervento di sostituzione delle blades di un impianto (con altre blades con profilo alare e parametri dimensionali differenti), a parità di potenza installata, rientra nella categoria «ammodernamento» delle procedure GSE
- L'energia prodotta in seguito all'intervento è incentivata fino al raggiungimento di un cap (corrispondente a 2.360 h/y, per un impianto eolico di potenza superiore a 10 MW)
- A seguito dell'intervento, che tiene fermo l'impianto per 5-10 giorni, la produzione del parco aumenta del 10% (stima conservativa rispetto alle info raccolte da operatori di mercato)
- Nel caso illustrato sotto, a fini puramente didascalici, la potenza dell'impianto di riferimento è pari a 1 MW



Quando conviene: il quadro di sintesi sull'eolico

Impianti già giunti al termine dell'incentivazione

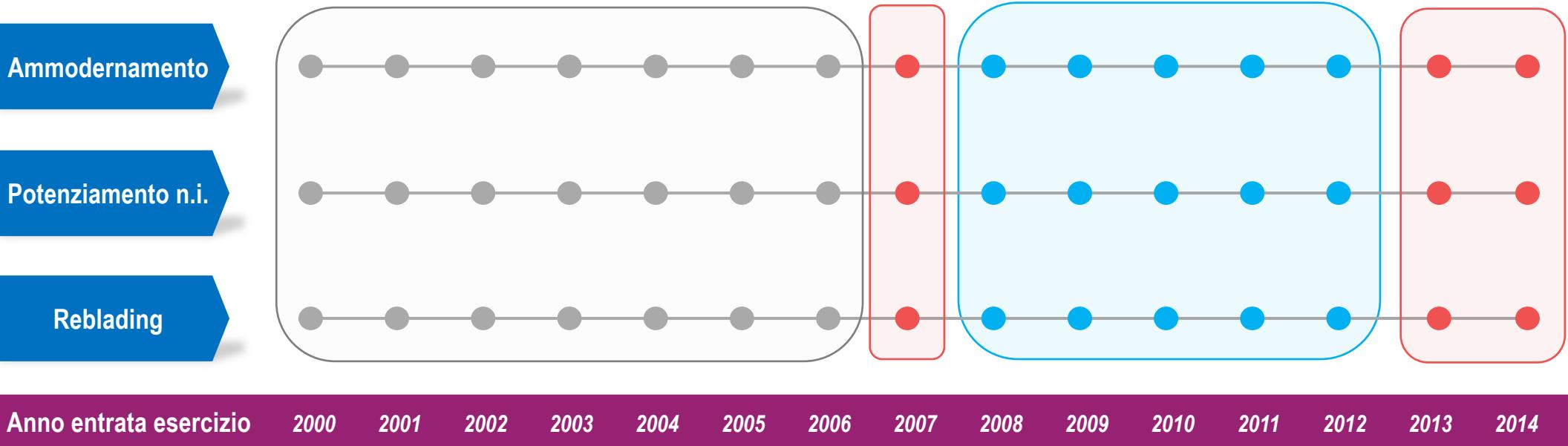
Tali impianti sono liberi (lo erano già) di poter apportare qualsiasi tipo di modifica (purchè in linea con i titoli abilitativi) in ottica merchant, senza alcun tipo di necessità di rendicontazione al GSE: per tali iniziative l'impatto delle procedure è nullo

Anni di incentivazione residua insufficienti per rendere attrattivi gli interventi di ammodernamento e potenziamento n.i.

Finestra di opportunità

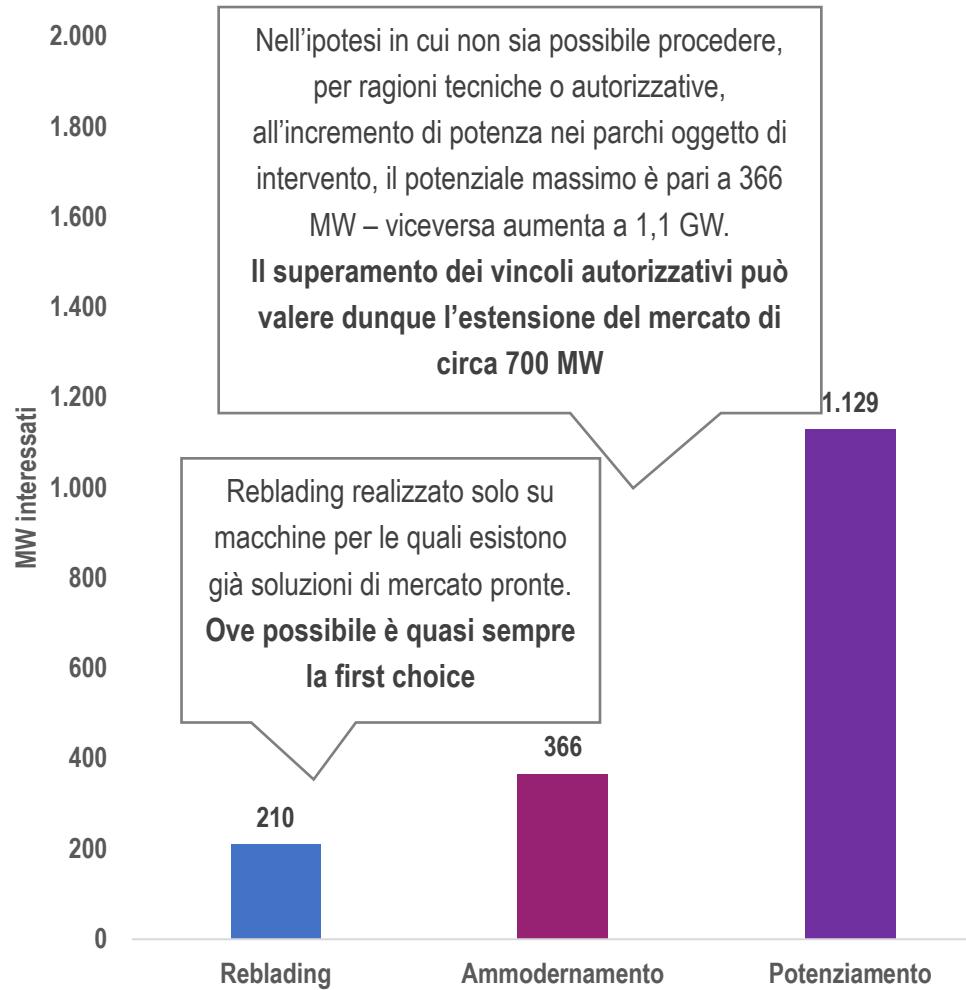
Per gli impianti in questa finestra, l'opportunità nella realizzazione dell'ammodernamento o del potenziamento n.i. dipende dal livello di produzione del progetto as is

Miglioramento delle performance modesto (sono già installate turbine performanti) non rende conveniente gli interventi

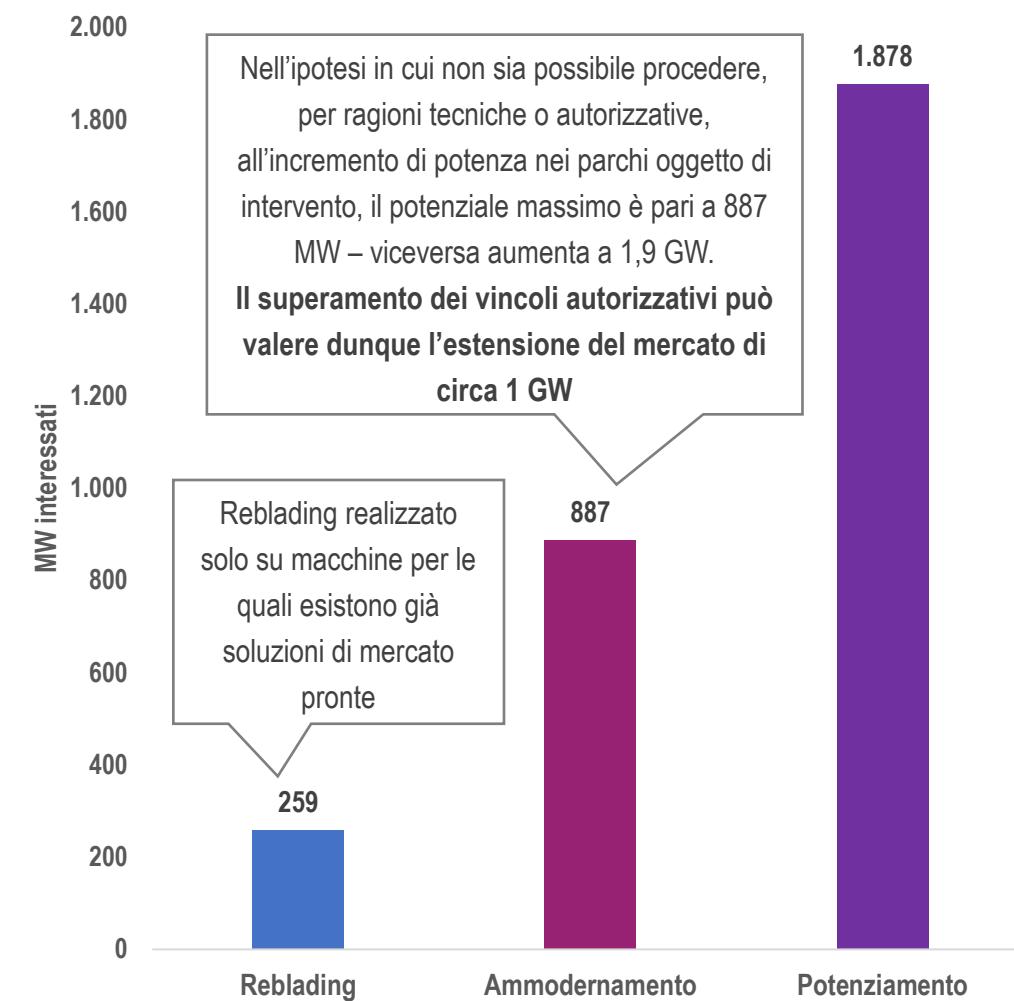


Wind: gli scenari sugli interventi realizzabili in termini di potenza interessata

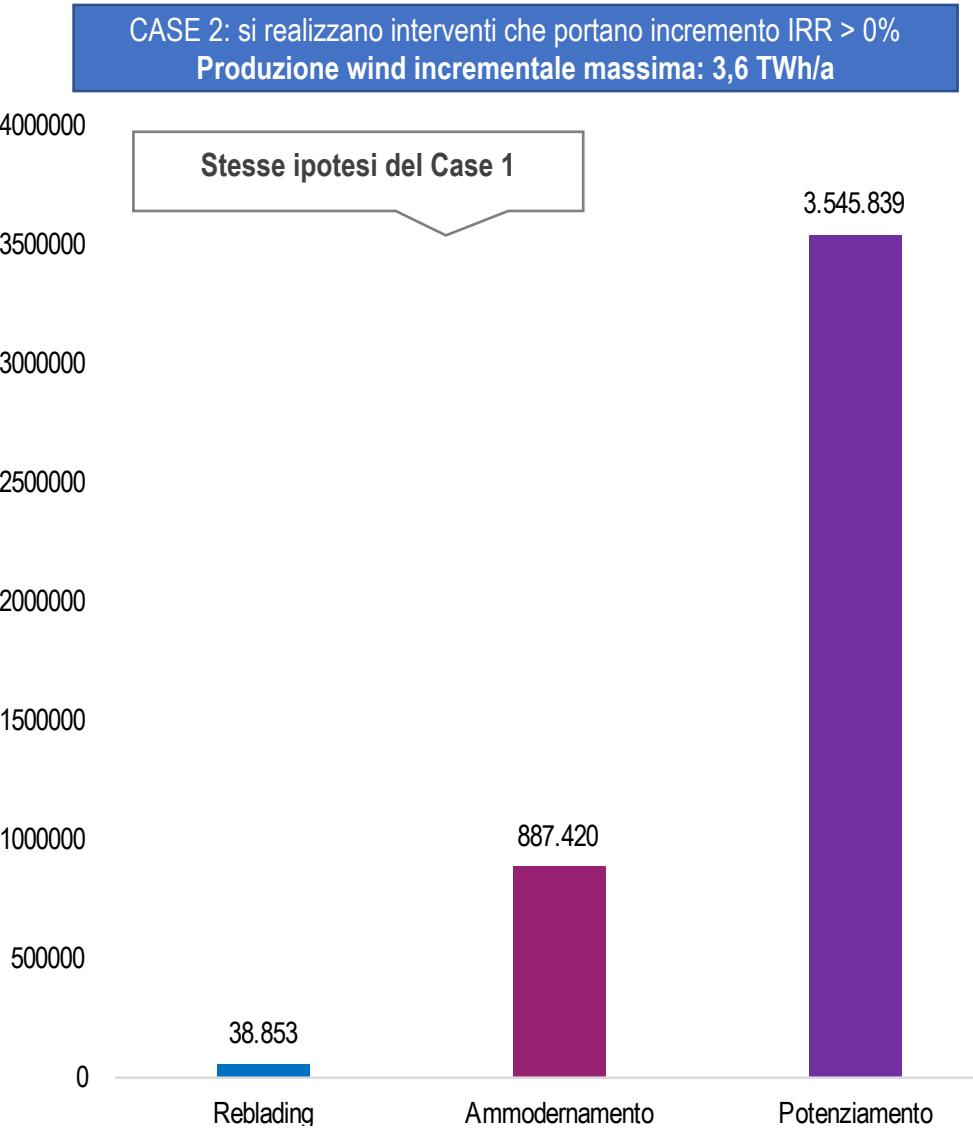
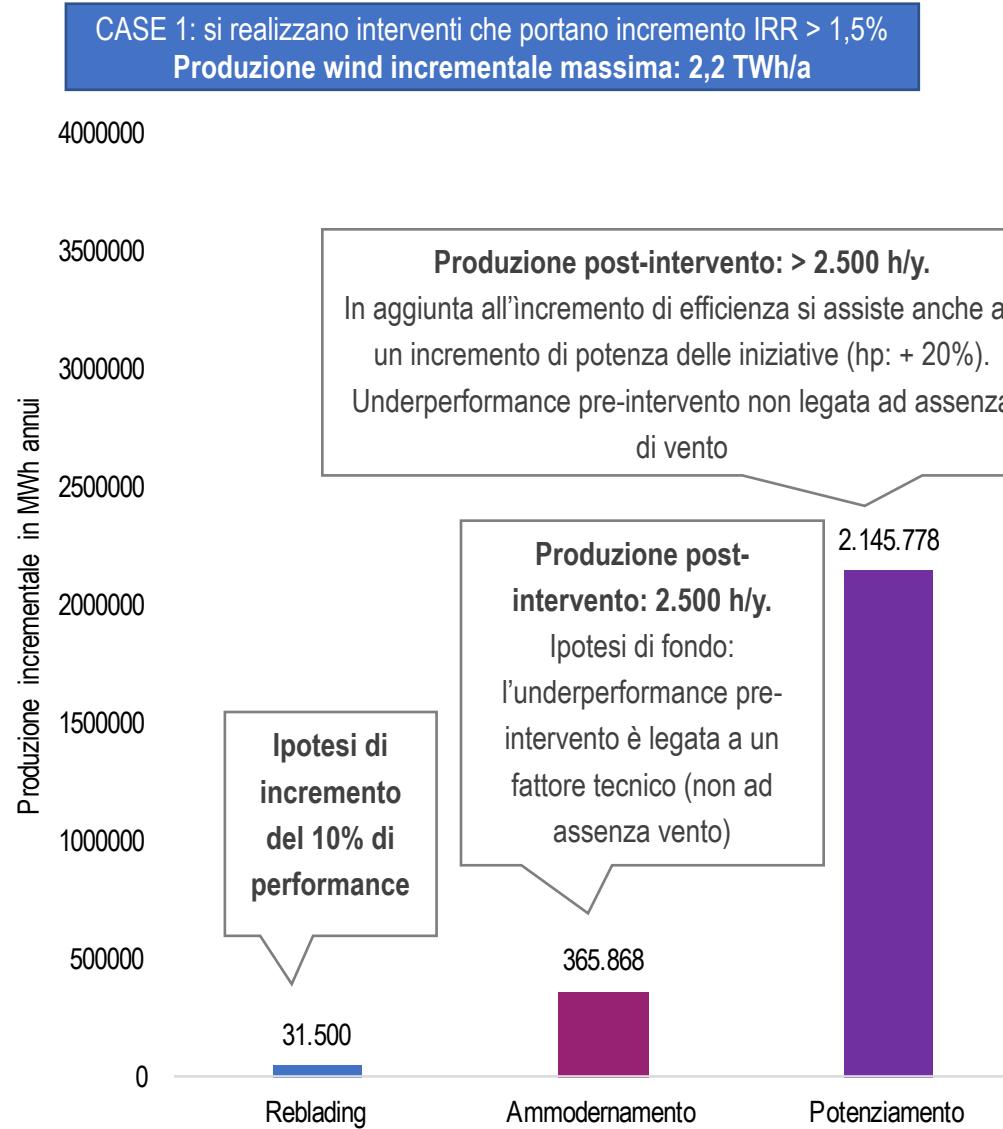
CASE 1: si realizzano interventi che portano incremento IRR > 1,5%
Potenziale wind massimo di 1.339 MW



CASE 2: si realizzano interventi che portano incremento IRR > 0%
Potenziale wind massimo di 2.137 MW



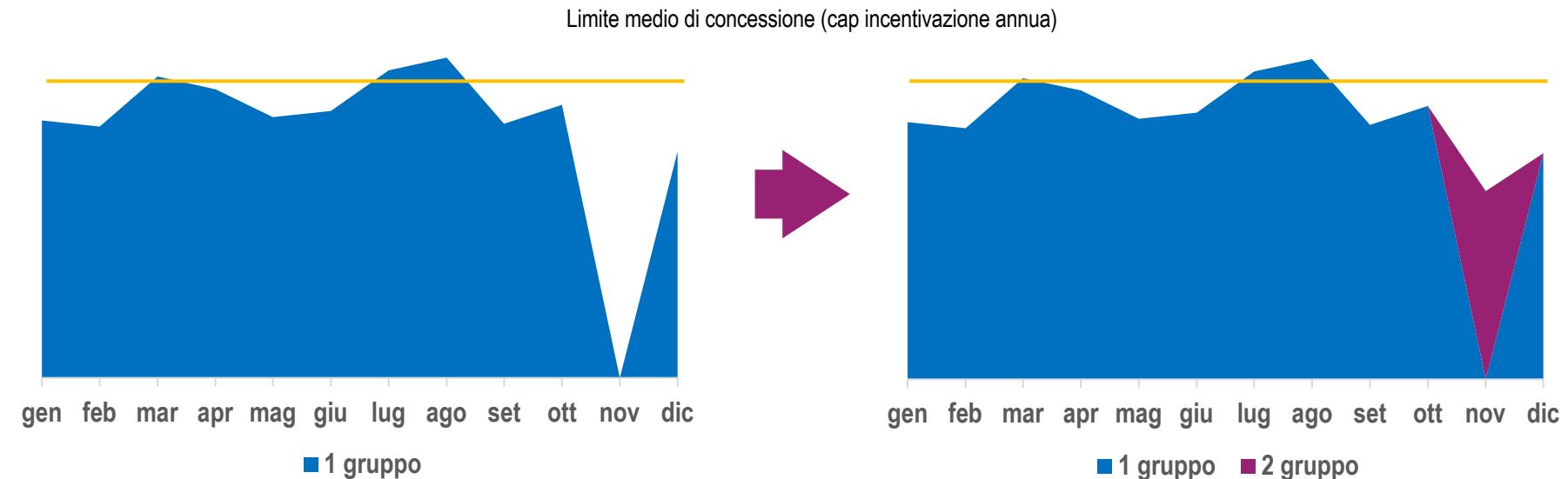
Wind: gli scenari sulla produzione aggiuntiva in seguito agli interventi



Gli interventi su idro: i razionali e gli effetti sulla produzione

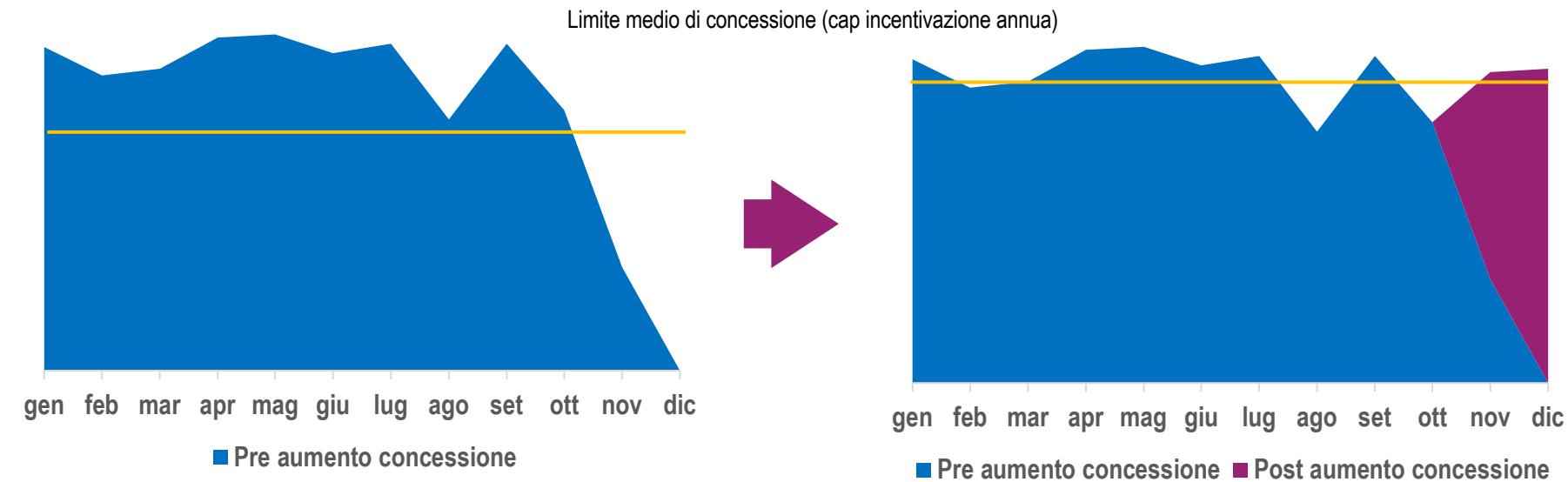
INSTALLAZIONE NUOVO GRUPPO

In alcuni momenti dell'anno la disponibilità di acqua non consente di sfruttare il gruppo principale di generazione (nel grafico novembre). L'installazione di un secondo gruppo «più agile» può consentire di produrre in tale periodo pur rispettando i vincoli di concessione. L'effetto è un incremento di produzione



AUMENTO CONCESSIONE

In alcuni impianti, specie di piccole dimensioni, talora la produzione supera i limiti di concessione, costringendo i produttori a bloccare la produzione a fine anno onde evitare sanzioni di varia natura. L'incremento della concessione consente di evitare il blocco della produzione senza ulteriori interventi di natura tecnica



Il quadro di sintesi su idro

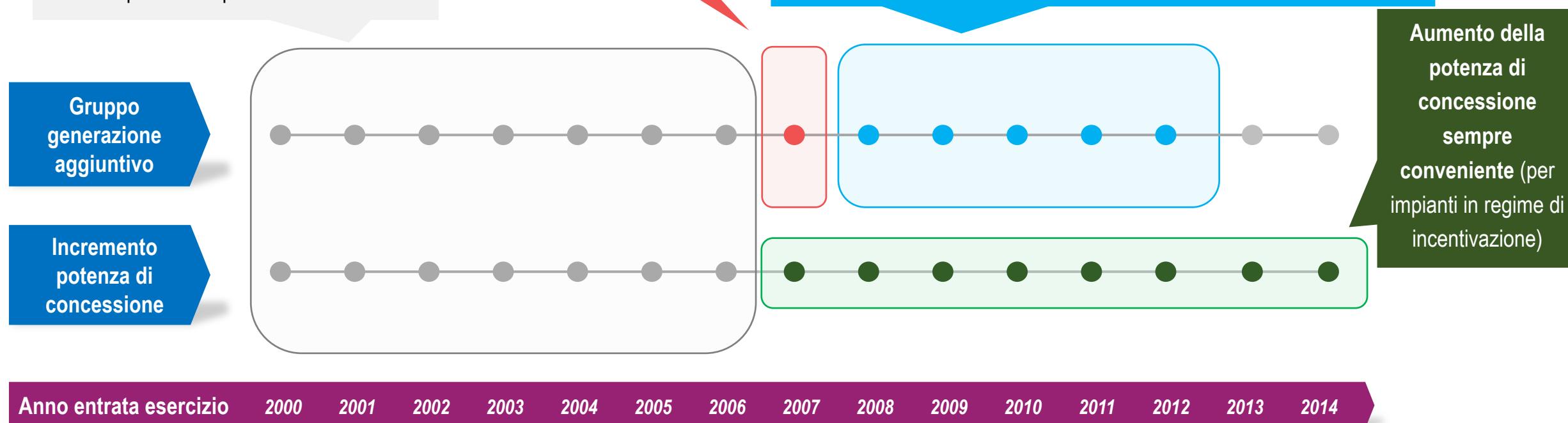
Impianti già giunti al termine dell'incentivazione

Tali impianti sono liberi (lo erano già) di poter apportare qualsiasi tipo di modifica (purchè in linea con i titoli abilitativi) in ottica merchant, senza alcun tipo di necessità di rendicontazione al GSE: per tali iniziative l'impatto delle procedure è nullo

Anni di incentivazione residua insufficienti per rendere attrattivo il gruppo di generazione addizionale

Finestra di opportunità

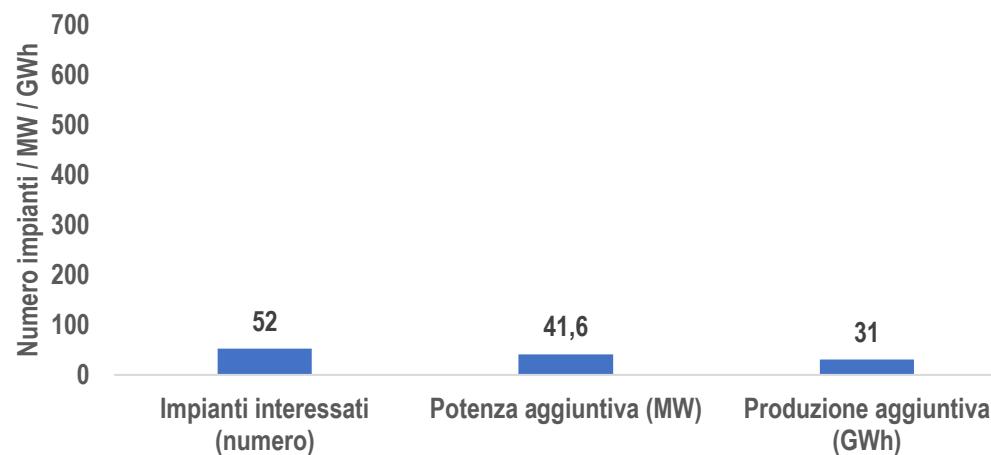
Per gli impianti in questa finestra, la convenienza dell'installazione di un gruppo di generazione di piccole dimensioni è legata al CAPEX dell'intervento e all'utilizzo della nuova turbina. Data la taglia media degli impianti potenzialmente oggetto degli interventi la finestra non comprende gli anni dal 2013 a seguire (no impianti installati di dimensioni significative)



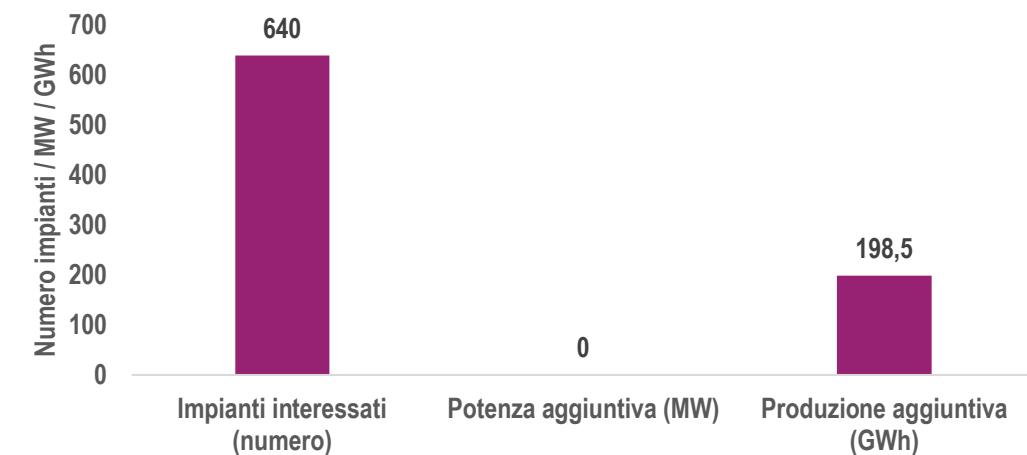
Il dimensionamento del mercato idro

- Per valutare il potenziale di mercato delle azioni di ammodernamento idroelettrico sono state adottate due metodologie distinte a seconda della categoria di intervento esaminata.
- Per quanto riguarda l'installazione di un gruppo di generazione supplementare, il potenziale è stato calcolato partendo dagli impianti ad acqua fluente ad oggi in regime di incentivazione (installati a partire dal 2008) con una potenza pari almeno a 5 MW o superiore (ovvero quelli dotati di turbine che possono risultare inefficaci nei giorni di bassa portata)
- Nel complesso, il bacino di impianti potenzialmente interessati dall'aggiunta di una turbina mini idroelettrica è stimato in 52 impianti, per una potenza complessiva di **896 MW**. Ipotizzando che tutti gli impianti installino una turbina da 800 kW, il potenziale di mercato si attesta a 41,6 MW
- Il potenziale di mercato relativo agli interventi di aumento della concessione è stato stimato ipotizzando che il 50% degli impianti ad acqua fluente di potenza inferiore a 1 MW (1.280 impianti per complessivi 339 MW) e attualmente in regime di incentivazione, aumenti la propria potenza di concessione del 30%, a parità di potenza installata. Sulla base di queste ipotesi, si stima una produzione incrementale/annua pari a 198,5 MWh

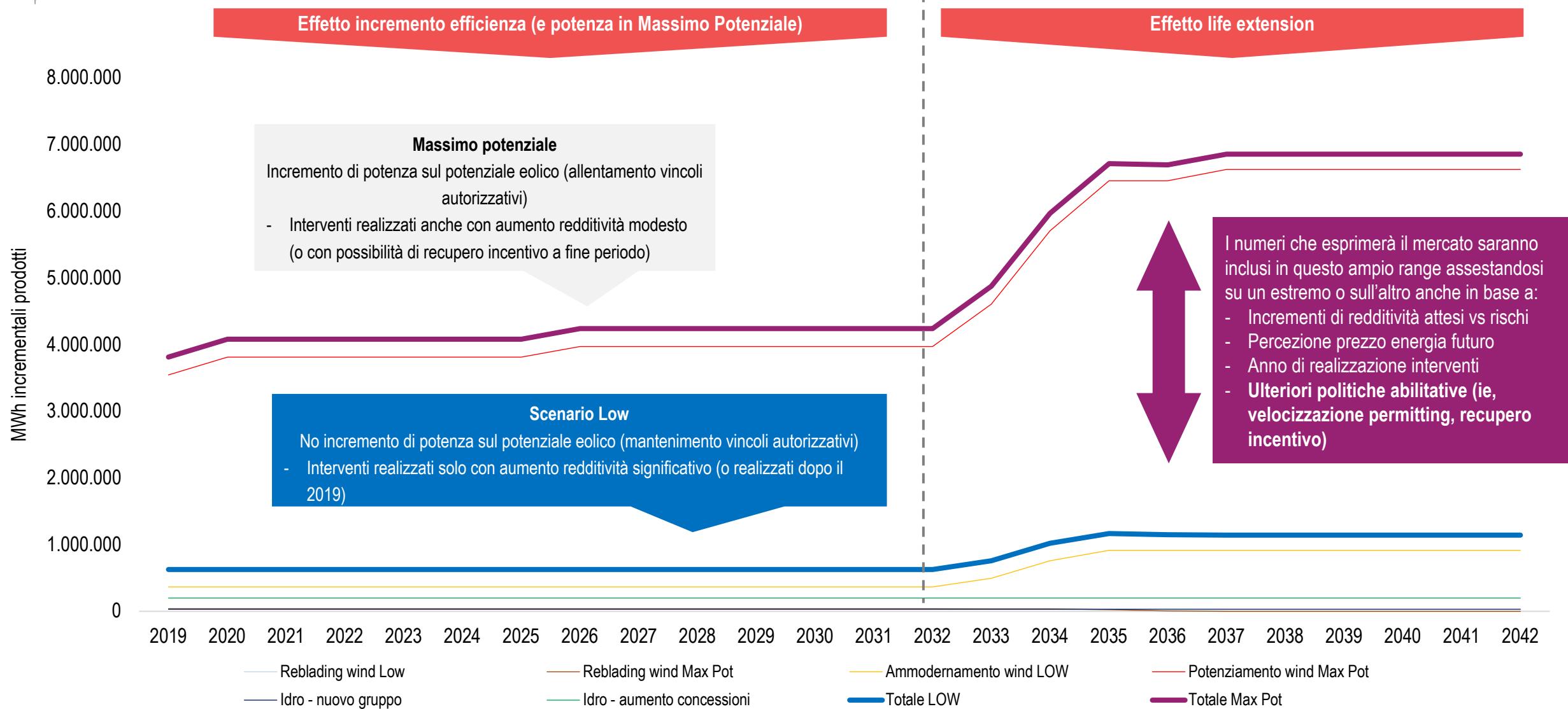
Potenziale di mercato gruppo di generazione addizionale



Potenziale di mercato aumento della potenza in concessione



La produzione aggiuntiva liberata dalle procedure



Eolico come principale driver: una sensitivity sugli scenari

	Low	Intermedio	Massimo Potenziale	Ottimistico
Assumptions	>1,5% >0%	>1,5% >0%	>1,5% >0%	>1,5% >0%
Impatto	Amodernamento / Potenziamento	Amodernamento / Potenziamento	Amodernamento / Potenziamento	Amodernamento / Potenziamento
Variazione IRR minima richiesta	Central High	Central High	Central High	Central High
Scenari prezzi elettrici	Si No	Si No	Si No	Si No
Recupero incentivo	576 MW	1.388 MW	2.137 MW	3.243 MW
Potenza interessata	397.368 MWh	2.270.272 MWh	3.582.692 MWh	5.731.906 MWh
Produzione aggiuntiva post interventi				

L'analisi dei benefici legati all'introduzione delle procedure ammodernamenti

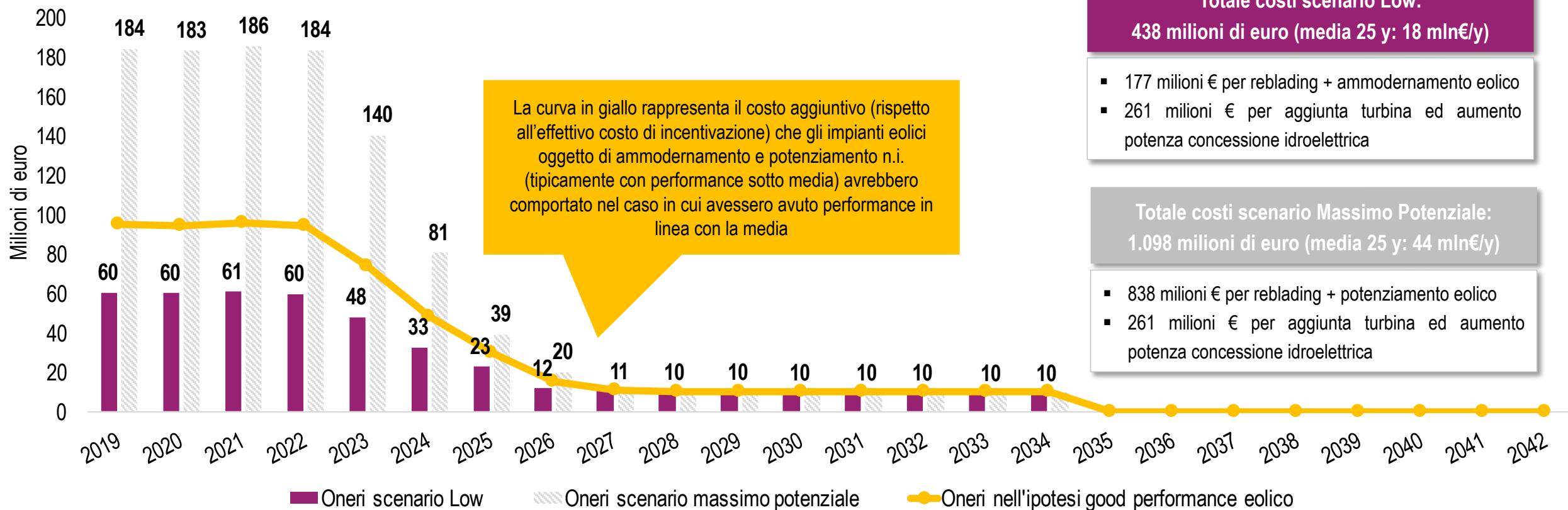
- In seguito è descritta la valutazione costi-benefici relativa agli interventi di ammodernamento e potenziamento non incentivato consentiti dalla procedure ammodernamenti
- L'analisi è incentrata sugli specifici interventi analizzati in precedenza (analisi sulla redditività) e sui rispettivi potenziali di mercato individuati. Le valutazioni sono state condotte sviluppando tre diversi scenari:
 - **Scenario NoProc:** ipotesi che considera l'assenza del documento oggetto dello studio (nessuno intervento di ammodernamento e/o potenziamento)
 - **Scenario Low:** considera che vengano realizzati gli interventi su tutto il potenziale idroelettrico individuato. Per l'eolico, si sono ipotizzati gli interventi di reblading e ammodernamento dei soli impianti con un delta IRR maggiore di 1,5%
 - **Scenario Massimo Potenziale:** ipotizza gli stessi interventi dello scenario Low per l'idroelettrico. In aggiunta, considera la realizzazione di tutti gli interventi di potenziamento e reblading caratterizzati da un delta IRR positivo
- Tutte le voci di beneficio e costo sono state calcolate come differenziale tra lo scenario di riferimento (No Proc) e le due ipotesi di sviluppo legate all'introduzione delle Procedure (Low e Massimo Potenziale)
- Tutte le elaborazioni sono state effettuate considerando lo scenario di prezzo Central, mentre non si è ipotizzato il recupero dell'incentivo perso durante il fermo impianto

Principali voci di beneficio		Principali voci di costo
Riduzione PUN	Aumento di offerta a prezzo marginale nullo con conseguente riduzione dei prezzi elettrici all'ingrosso	
Gettito fiscale	IRES/IRAP incrementali dovute all'aumento della produzione	
	IMU addizionale nei casi di potenziamento dell'eolico	
Misura compensative	Royalties addizionali grazie ad aumento produzione eolica e maggior introiti da canoni e sovracanoni legati all'aumento delle concessioni per l'idroelettrico	L'introduzione delle Procedure e la conseguente abilitazione agli interventi di ammodernamento e potenziamento degli impianti incentivati comporta come una voce di costo i maggiori oneri di incentivazione dovuti all'aumento della produzione elettrica beneficiante dell'incentivo (fino al cap individuato, per ogni tipologia di fonte e intervento, dalle Procedure)
Occupazione	Incremento del numero di occupati permanenti e temporanei nel settore	
Investimenti	Stima del valore degli investimenti "sbloccati" dalle Procedure	

I costi: gli oneri di incentivazione

- I costi di incentivazione incrementali rispetto allo scenario No Proc sono stati calcolati sulla quota di produzione aggiuntiva ottenuta con gli interventi di ammodernamento e potenziamento non incentivato fino ai cap individuati dal GSE. La parte di energia eccedente il cap, non essendo incentivata, non da luogo a costi incrementali per il sistema
- I costi di incentivazione addizionali sono concentrati nel periodo 2019-2026 in entrambi gli scenari per l'eolico, mentre a partire dal 2027 gli oneri sono relativi alla produzione idroelettrica da aumento di concessione (DM 2012)

Andamento del costo di incentivazione incrementale annuo negli scenari Low e Massimo potenziale



Totale costi scenario Low:

438 milioni di euro (media 25 y: 18 mln€/y)

- 177 milioni € per reblading + ammodernamento eolico
- 261 milioni € per aggiunta turbina ed aumento potenza concessione idroelettrica

Totale costi scenario Massimo Potenziale:

1.098 milioni di euro (media 25 y: 44 mln€/y)

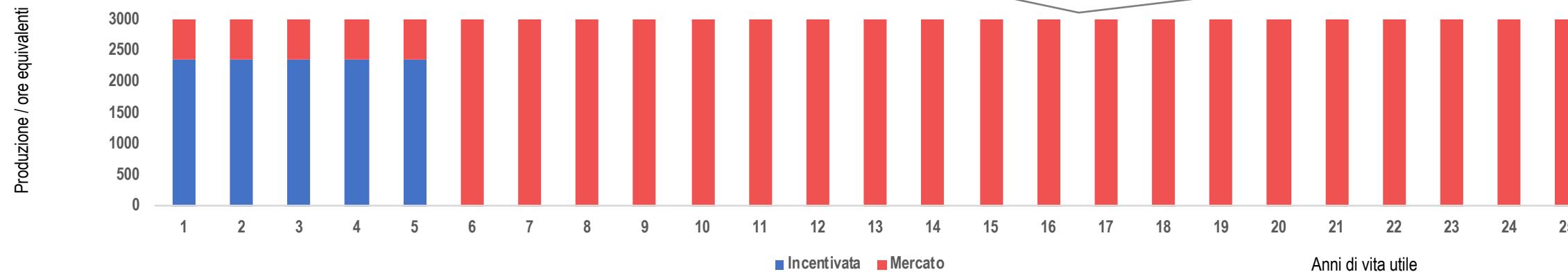
- 838 milioni € per reblading + potenziamento eolico
- 261 milioni € per aggiunta turbina ed aumento potenza concessione idroelettrica

Incentivi e ammodernamenti: quanta è l'energia incentivata?

Per un impianto non oggetto di ammodernamento / potenziamento n.i. entrato in esercizio nel 2009, ipotizzando una vita utile di 25 anni, l'energia incentivata rispetto a quella prodotta è pari al 60% (ossia alla quota di vita utile dell'impianto oggetto di incentivazione). Ipotizzando un valor medio dell'incentivo di 100 €/MWh, il costo di incentivazione medio di ciascuna unità di energia prodotta durante la vita utile dell'impianto è pari a 60 €/MWh

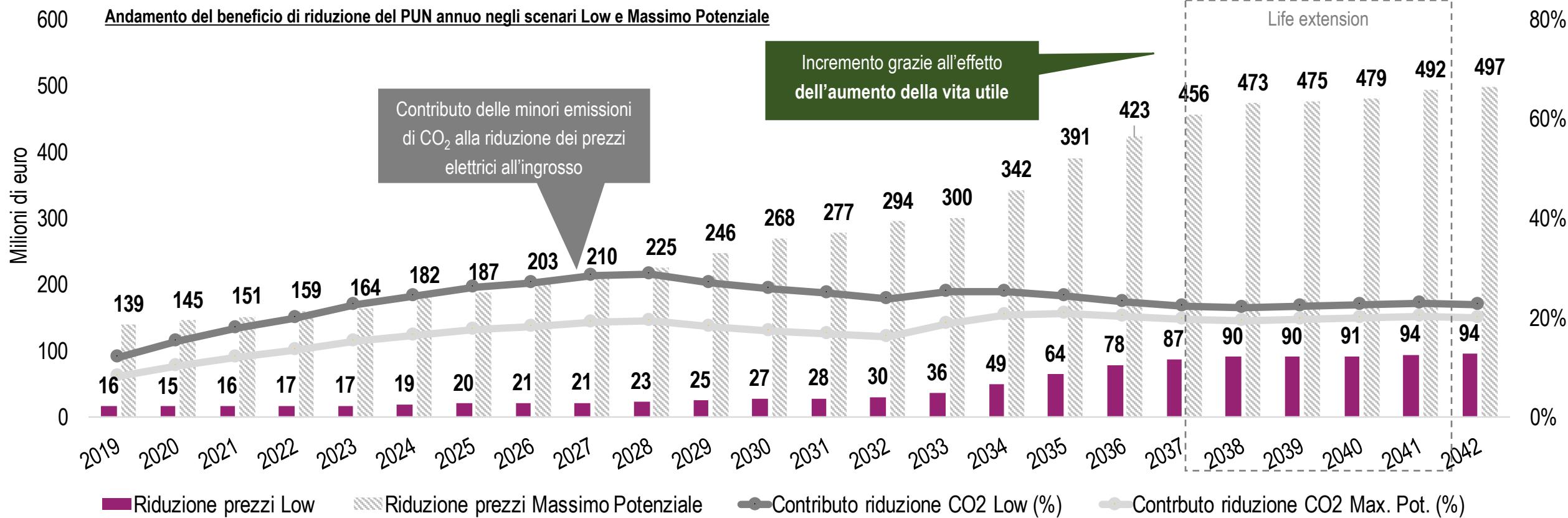


Per un ammodernamento / potenziamento n.i. effettuato nel 2018 su un impianto entrato orginariamente in esercizio nel 2009, ipotizzando una vita utile di 25 anni e produzione pari a 3.000 h/y, l'energia incentivata rispetto a quella prodotta è pari al 16% (effetto del cap e del lungo periodo di vita utile senza incentivi). Ipotizzando un valor medio dell'incentivo di 100 €/MWh, il costo di incentivazione medio di ciascuna unità di energia prodotta durante la vita utile dell'impianto è pari a 15,7 €/MWh (3,7 €/MWh se si tiene conto del solo incremento di produzione rispetto allo stato ante-intervento)



I benefici: riduzione del PUN

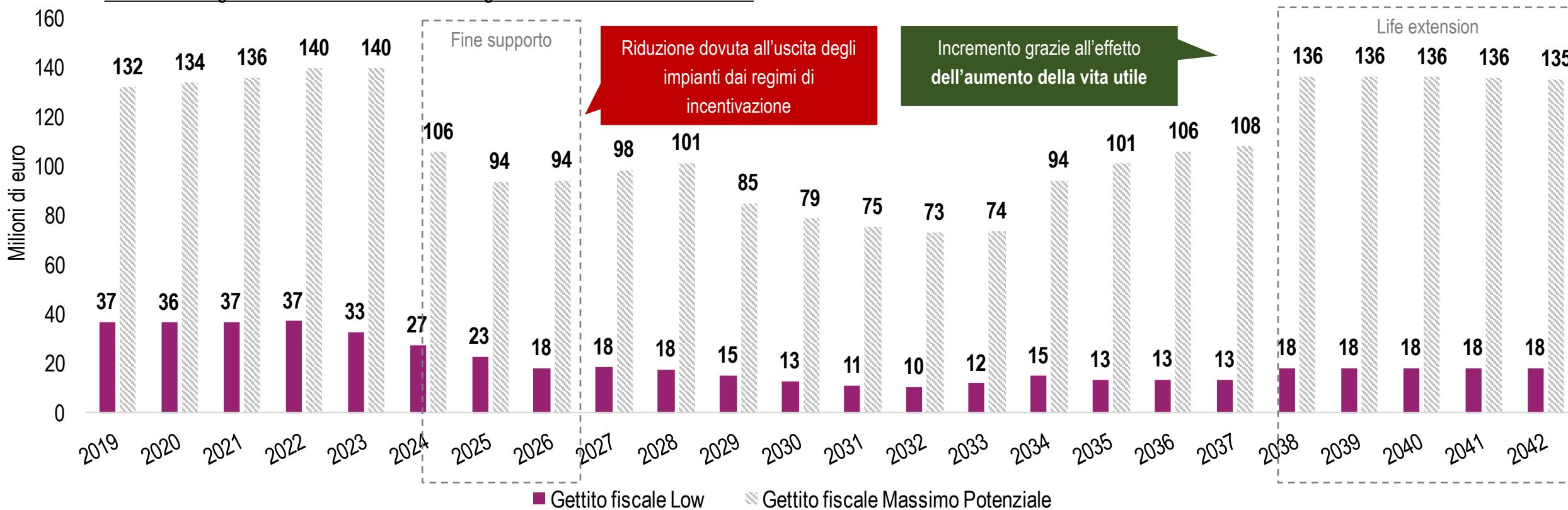
- I benefici derivanti dalla riduzione del PUN considerano la produzione di energia incrementale da eolico ed idroelettrico dovuta agli interventi di ammodernamento e potenziamento presi in esame. La produzione incrementale è stata inserita come input nel modello di mercato proprietario di Elemens, ottenendo una stima della riduzione dei prezzi elettrici rispetto allo scenario Central utilizzato come base per le analisi sulla redditività
- Nel complesso, tale beneficio assomma a 1.006 milioni di euro nello scenario Low e a 7.180 milioni di euro nello scenario Massimo Potenziale.
- Il contributo maggiore è relativo agli interventi sul parco eolico (810 milioni Low e 6.623 milioni Massimo Potenziale), mentre la produzione idroelettrica contribuisce per 255-556 milioni di euro



I benefici: gettito fiscale

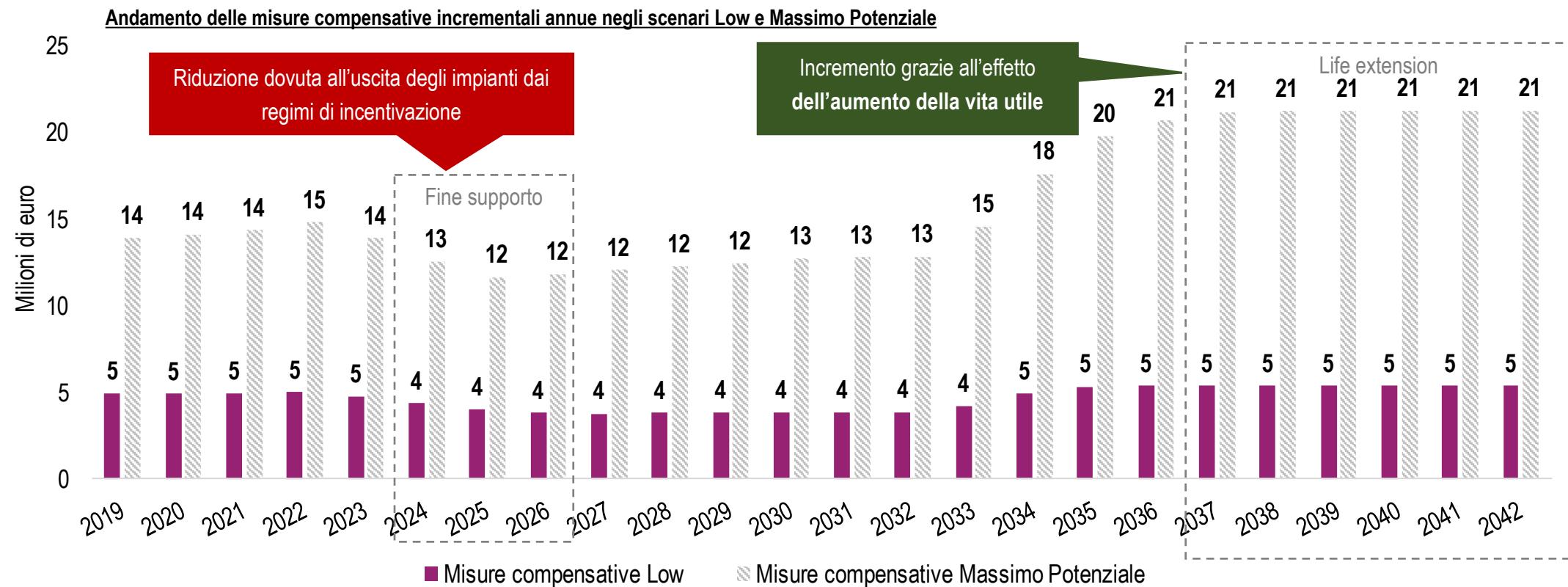
- Il gettito fiscale incrementale è stato stimato prendendo in esame le seguenti voci:
 - IRES/IRAP incrementali: gettito addizionale legato all'aumento dei ricavi grazie all'incremento della produzione elettrica
 - IMU addizionale per i soli potenziamenti degli impianti eolici (scenario Massimo Potenziale)
- Il gettito fiscale complessivo assomma a 491 milioni di euro nello scenario Low e a 2.649 milioni nell'ipotesi Massimo Potenziale
- Nello scenario Low, gli interventi di reblading e ammodernamento comportano un incremento del gettito pari a 399 milioni di euro, mentre gli interventi dell'idroelettrico assommano a 92 milioni
- Nello scenario Massimo Potenziale, oltre al contributo dell'idroelettrico, le azioni di reblading e potenziamento non incentivato comportano un incremento del gettito fiscale di 2.524 milioni di euro.

Andamento del gettito fiscale incrementale annuo negli scenari Low e Massimo Potenziale



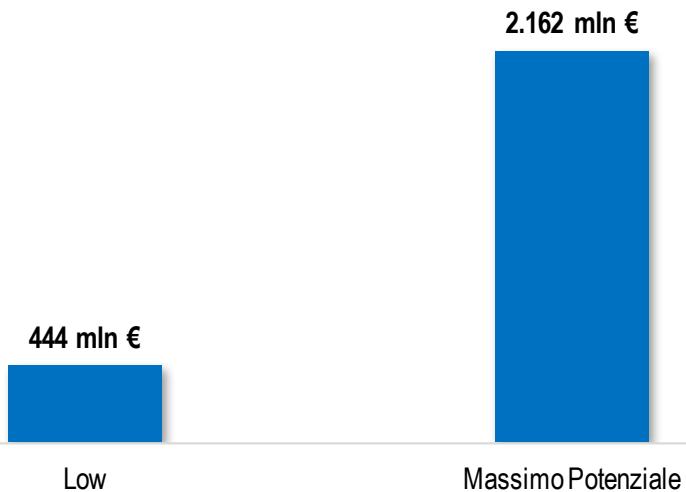
I benefici: misure compensative

- Le misure compensative incrementali sono stimate prendendo in esame le seguenti voci:
 - Royalties per gli impianti eolici, grazie all'aumento dei ricavi dovuto all'incremento della produzione elettrica
 - Canoni e sovracanoni idroelettrici, nei casi di aumento delle concessioni di derivazione
- Le misure compensative incrementali complessive assommano a 111 milioni di euro nello scenario Low e a 382 milioni nell'ipotesi Massimo Potenziale
- Nello scenario Low, gli interventi di reblading e ammodernamento comportano un incremento delle royalties pari a 44 milioni di euro, mentre i canoni di concessione dell'idroelettrico sono 68 milioni
- Nello scenario Massimo Poteziale, oltre al contributo dell'idroelettrico, le azioni di reblading e potenziamento non incentivato comportano un incremento delle misure di 308 milioni di euro.



I benefici: investimenti e occupazione

Investimenti



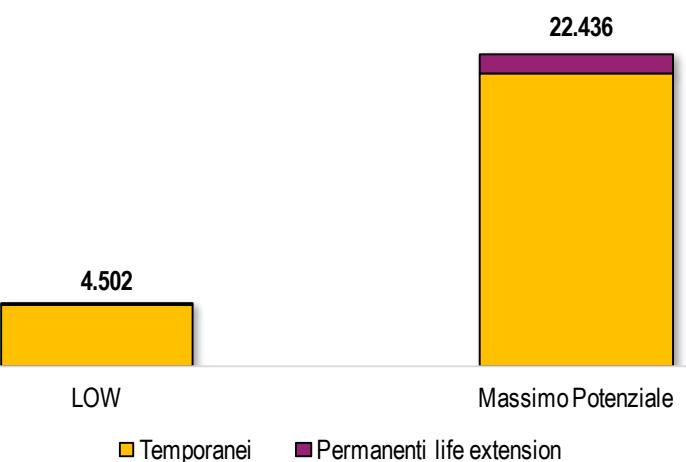
Lo scenario Low prevede investimenti pari a circa **444 milioni di euro**:

- **37 milioni** di euro per gli interventi di reblading
- **366 milioni** di euro relativi alle azioni di ammodernamento
- **41 milioni** di euro riferiti agli interventi sul parco idroelettrico (gruppo di generazione aggiuntivo)

Lo scenario Massimo Potenziale comporta investimenti per circa **2.162 milioni di euro**:

- La quota di investimenti del parco idroelettrico sono i medesimi dello scenario Low
- Gli interventi di potenziamento non incentivato e reblading sul parco eolico comportano investimenti per complessivi **2.121 milioni** di euro

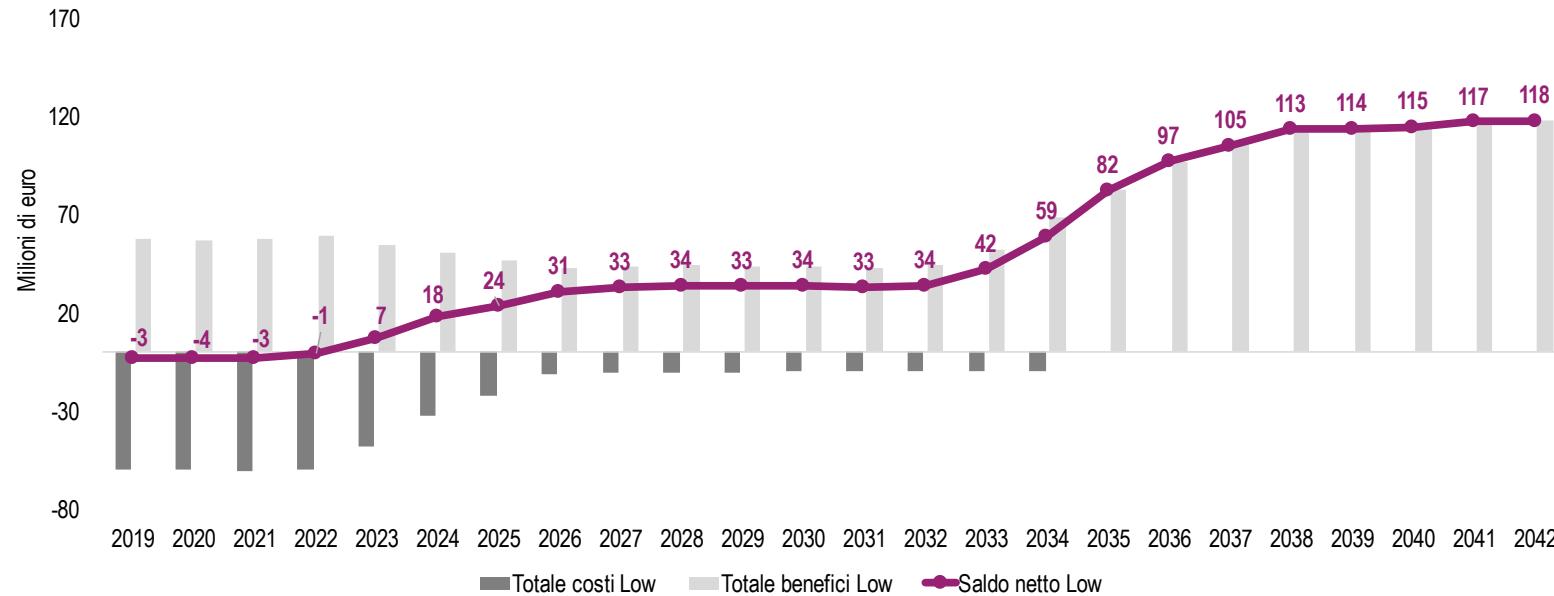
Occupazione



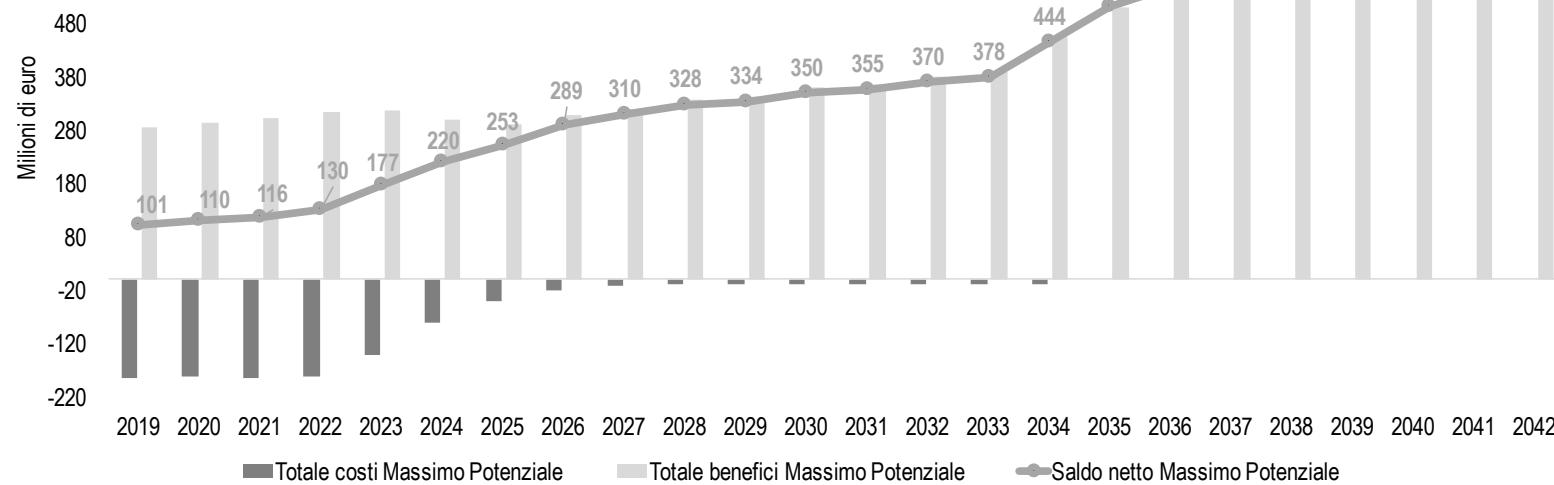
- Gli effetti sull'occupazione sono stati calcolati distinguendo tra addetti "temporanei", legati alla sola attività di costruzione degli impianti, e "permanenti", cioè relativi alle attività di operations.
- Nel complesso, le ricadute occupazionali nei due scenari assommano a **4.502** (scenario Low) e **22.436** unità (scenario Massimo Potenziale), quasi completamente ascrivibili agli interventi sul parco eolico.
- Gli addetti temporanei rappresentano la quota maggiore in entrambe le ipotesi evolutive (**4.314** Low e **21.075** Massimo Potenziale), dovuti in larga parte all'attività di manufacturing per gli interventi di ammodernamento e potenziamento dell'eolico.
- Le unità rimanenti, relative alla sola attività di O&M, rappresentano gli occupati annuali generati grazie all'estensione della vita utile degli impianti dopo gli interventi di ammodernamento/potenziamento. Questi sono stimati in 188 addetti/anno nello scenario Low e 1.361 addetti/anno in quello Massimo Potenziale.

Il quadro complessivo dei benefici: distribuzione annuale

Scenario Low



Scenario Massimo Potenziale

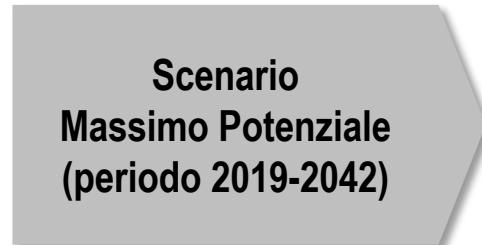


I primi anni dell'analisi mostrano (nello scenario Low) un saldo benefici-costi lievemente negativo, a causa degli oneri relativi all'incremento dell'energia incentivata. Con la progressiva uscita degli impianti dai regimi di incentivazione, il saldo diventa ampiamente positivo (in linea con lo scenario Massimo Potenziale). In entrambi gli scenari appare evidente come il saldo netto dei benefici registri una crescita progressiva, raggiungendo i valori più elevati in prossimità della fine della vita utile degli impianti originari (effetto life extension).

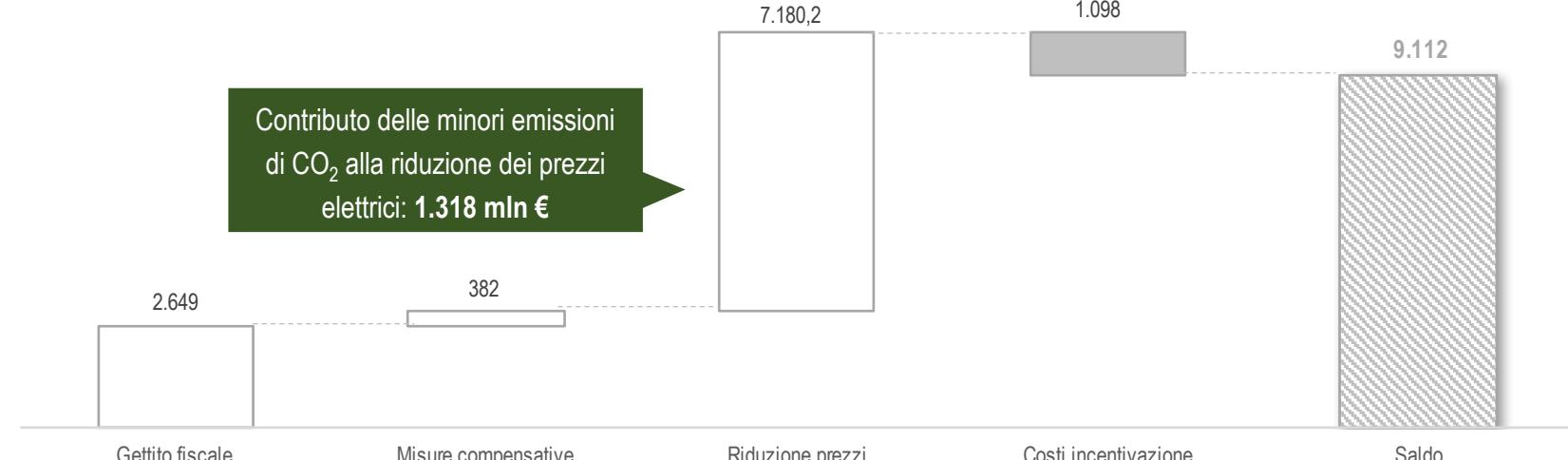
Il quadro complessivo costi / benefici: la visione d'insieme



Millioni di Euro



Millioni di Euro



Conclusioni – talking points

Un nuovo mercato

La pubblicazione delle procedure del GSE apre un nuovo mercato, fino ad oggi bloccato, grazie al quale si potranno produrre **fino 4 TWh aggiuntivi nel breve periodo** (incremento efficienza e potenza degli impianti) e **fino 7 TWh aggiuntivi nel medio-lungo periodo** (life extension)

Eolici

Le procedure rappresentano un'opportunità per tutte le fonti: è tuttavia **l'eolico a fornire il maggior potenziale** grazie alla possibilità di interventi di reblading, ammodernamento e potenziamento che potrebbero interessare fino a quasi 2 GW di iniziative

Fattori abilitanti

Il raggiungimento del potenziale massimo di sviluppo offerto dalle nuove procedure dipende – oltre che dalle valutazioni dagli incrementi attesi di redditività – da alcuni fattori abilitanti, quali la **semplificazione sulle procedure autorizzative** (in particolare per i potenziamenti) e il recupero degli incentivi non goduti durante gli interventi

Investimenti e occupazione

Le nuove procedure del GSE potranno attivare fino a **2 miliardi di euro di investimenti aggiuntivi** nel breve periodo, con ricadute sull'occupazione (fino a 22.000 unità aggiuntive, tuttavia concentrati soprattutto nella fase di realizzazione degli interventi)

Bilancio costi e benefici

La bilancia costi/benefici pende fortemente dal lato dei benefici (aumento gettito fiscale, riduzione prezzo elettrico, misure compensative verso il territorio), che nei prossimi 24 anni supereranno i costi (incentivazione aggiuntiva – i costi sono per lo più concentrati nei prossimi 5-6 anni) di un valore che potrà arrivare a **9 miliardi di euro**



Via G. Leopardi, 27
20123 Milano
+39 0284927880
www.elemens.it
 @elemens_t

Tutte le analisi e le elaborazioni realizzate da Elemens e contenute in questa pubblicazione sono basate su dati pubblici.
Elemens declina ogni responsabilità per qualsiasi uso scorretto delle informazioni contenute in questa pubblicazione.
Ogni riproduzione di questa pubblicazione parziale o totale in ogni forma e mezzo è vietata senza il permesso scritto di Elemens.
La presente analisi è destinata esclusivamente al cliente: ogni diffusione della stessa è vietata.