



L'impatto delle nuove procedure di ammodernamento GSE

Potenziali di mercato delle RES non FV e analisi costi benefici

Un lavoro per:

Marzo 2018



Le procedure GSE: un quadro d'insieme

- Il 20 dicembre sono uscite le “procedure per la gestione esercizio impianti non FV” del GSE – si tratta dell’attesissimo documento previsto dall’art. 30 del DM 23 giugno 2016 che regola le condizioni di incentivazione per gli impianti rinnovabili non fotovoltaici oggetto di manutenzione, sostituzioni e ammodernamenti
- Emerge una nuova procedura che potrà consentire la realizzazione di interventi di sostituzione all’interno di un processo caratterizzato da minori incertezze, anche in relazione alla possibilità di mantenere il diritto all’incentivazione (nonché alla quantificazione dell’energia incentivabile) a seguito degli interventi
- A nostro avviso si possono distinguere due macro-categorie di interventi: gli interventi di «operations» (ossia volti ad evitare decadimenti di produzione o con incrementi di produzione minori: in tal caso tutta la nuova produzione è incentivata) e quelli di «strategia» (ossia che prevedono interventi strutturali e capital intensive sull’impianto, con auspicabili incrementi significativi di produzione: in tal caso la produzione post intervento è «cappata» - il «cap» è più stringente nel caso di aumento della potenza dell’impianto)

	Intervento	Dettaglio	Esempio	Produzione incentivata
Operations	Intervento non significativo	Operazione senza alcun impatto sulla convenzione in essere	Riconfigurazione del software di controllo della produzione	Non si assiste, salvo situazioni patologiche, ad un incremento di produzione significativo tra il pre e il post intervento. Anche per tale ragione, la produzione che si ottiene a seguito dell’intervento è tutta incentivata. Grazie alle nuove procedure, tali interventi vengono realizzati in quadro di certezza regolatoria decisamente superiore rispetto al passato
	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 (parità di potenza*)	Reblading / da 50 WTG 850 kW cad a 17 WTG 2,5 MW cad	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. Tali interventi non erano consentiti prima della pubblicazione delle procedure
	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	

* O negli incrementi di potenza consentiti dalla legge (+ 1% per impianti > 20kW)

- **L'ipotesi di lavoro è che la pubblicazione delle procedure libererà un potenziale di investimenti, con effetti positivi a cascata sia sul sistema elettrico, sia sul tessuto economico**
- Al fine di testare tale ipotesi, abbiamo identificato (con interviste agli operatori di mercato) una serie di interventi major particolarmente significativi, sia per l'aumento di efficienza ottenibile che per il mercato potenzialmente interessato a tali azioni: gli interventi di maggior interesse sono stati identificati nel comparto wind e hydro, non sono invece emersi univocamente interventi di interesse nel settore bioenergie e geotermico
- Abbiamo simulato all'interno di un modello finanziario gli effetti di tali interventi sulla redditività di ciascuna classe di investimento, identificando così gli interventi che generano valore per l'investitore
- Al fine di stimare il potenziale di mercato interessato, si sono individuati gli impianti con caratteristiche tecniche ed economiche assimilabili al caso analizzato, stimando così la dimensione di mercato (MW) potenzialmente interessato all'intervento in esame e, conseguentemente, la produzione addizionale
- Individuato il potenziale di mercato, si è effettuata un'analisi costi-benefici volta a stimare il beneficio netto per il sistema Paese ottenibile grazie alla realizzazione degli interventi esaminati.

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)

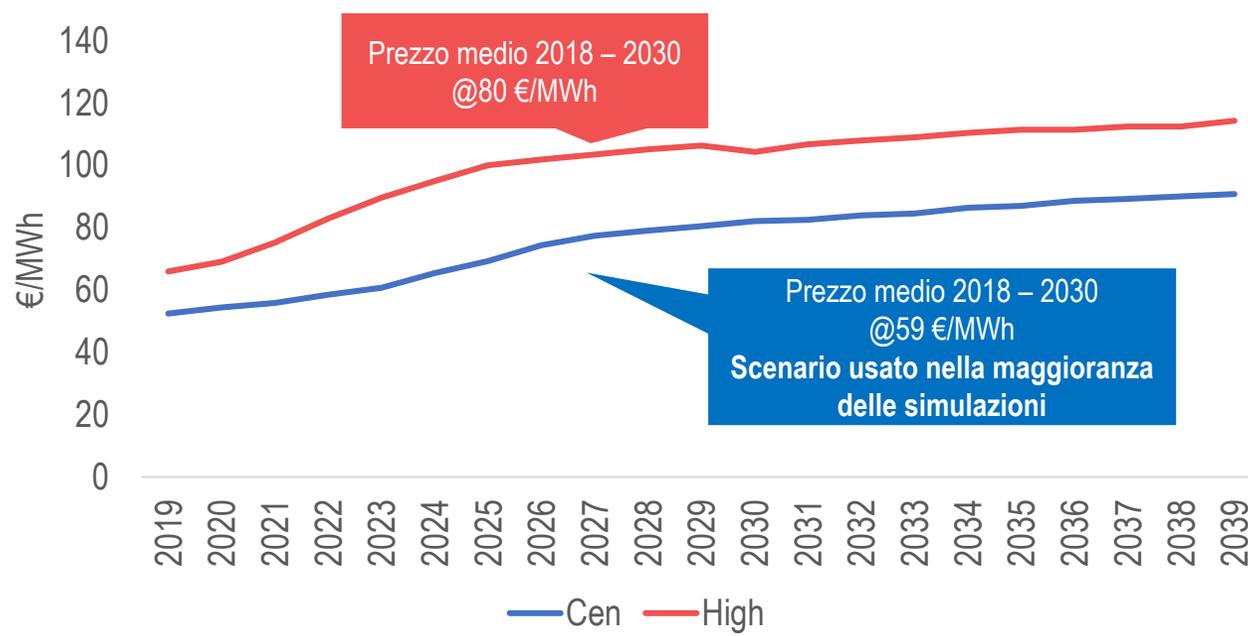
		Descrizione	Razionale dell'intervento	Impatto dell'intervento
WIND	Reblading	Sostituzione della blades originarie con altre con un profilo alare e parametri dimensionali differenti (rientra nella categoria GSE ammodernamento)	Presenza sul mercato di nuove blades che, con CAPEX relativamente basso e installazione rapida, consentono incrementi di performance di circa 10%	<ul style="list-style-type: none"> - Life extension: no (ipotesi conservativa) - Incremento produzione: + 10% - OPEX: invariati - Fermo impianto: 15 giorni - Potenza impianto: invariata
	Ammodernamento	Sostituzione delle WTG originarie con nuove WTG di potenza (e performance) maggiore, a parità di potenza installata di impianto	Maggiori performance delle WTG di ultima generazione, impossibilità (autorizzativa?) di procedere ad un incremento di potenza dell'impianto	<ul style="list-style-type: none"> - Life extension: + 6 / + 10 anni - Nuova produzione: 2.500 h/y - Fermo impianto: 10 mesi - Potenza impianto: invariata - Riduzione OPEX
	Potenziamento non incentivato	Sostituzione delle WTG originarie con nuove WTG di potenza (e performance) maggiore, con incremento di potenza installata di impianto	Maggiori performance delle WTG di ultima generazione, possibile incremento di potenza dell'impianto sfruttando al massimo le potenzialità del sito	<ul style="list-style-type: none"> - Life extension: + 6 / + 10 anni - Nuova produzione: 3.000 h/y - Fermo impianto: 10 mesi - Potenza impianto: incremento - Riduzione OPEX
HYDRO	Nuovo gruppo di generazione	Realizzazione di un nuovo gruppo di generazione (più leggero rispetto al gruppo principale), con rispetto dei parametri di concessione	Esistenza di periodi dell'anno in cui impianti run river di medio grande dimensione non producono per il «peso» della turbina	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento produzione: 730 h/y (1 mese) - Fermo impianto: 0 mesi - OPEX nuovo gruppo: 0 €/MW - Parametri di concessione: rispettati
	Aumento potenza concessione	Aumento della potenza di concessione (richiesta di variante da inviarsi all'Amministrazione Competente)	Esistenza di impianti di piccola dimensione che producono «troppo» rispetto ai parametri di concessione e si vedono costretti a chiudere la paratoie	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento produzione: + 15% - Fermo impianto: 0 mesi



Elementi di scenario

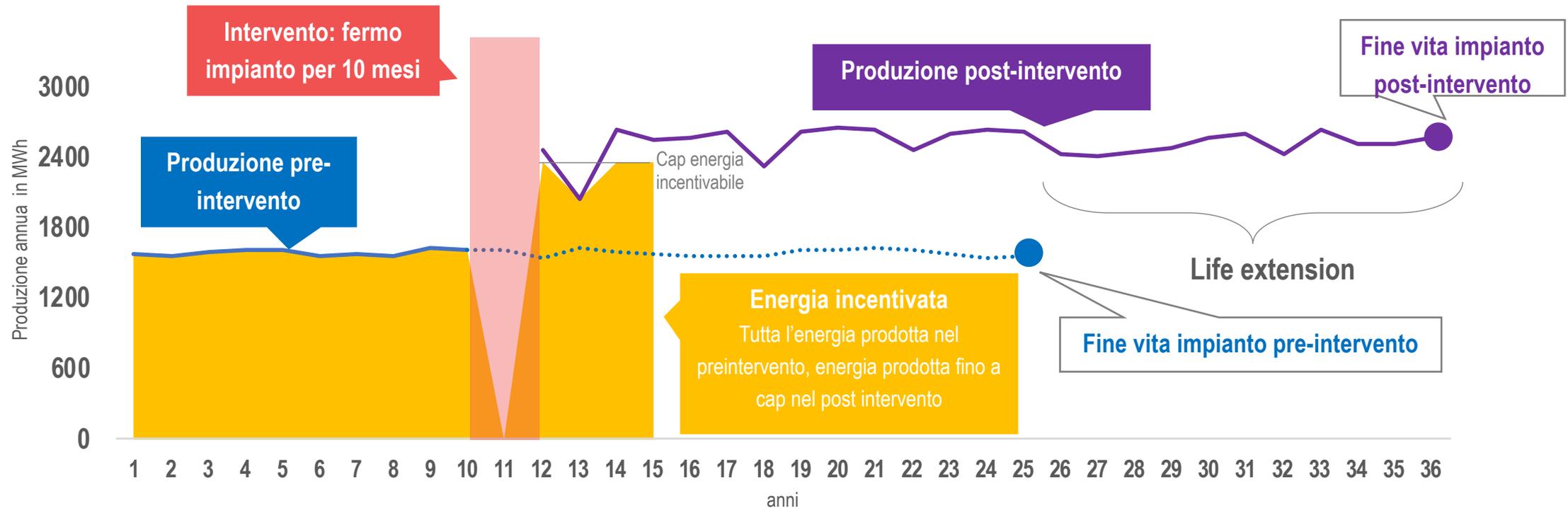
I run del modello finanziario sono stati effettuati tenendo conto delle seguenti variabili:

- a) periodo residuo di accesso all'incentivazione (max 9 anni; min 5 anni),
- b) ore equivalenti di produzione (max 2.000 h/y; min 1.000 h/y)
- c) possibilità di recuperare l'incentivazione non goduta durante il fermo impianto al termine del periodo di incentivazione VS impossibilità di recupero
- d) Adozione di due diversi scenari energia (CENTRAL vs HIGH, si veda sotto)

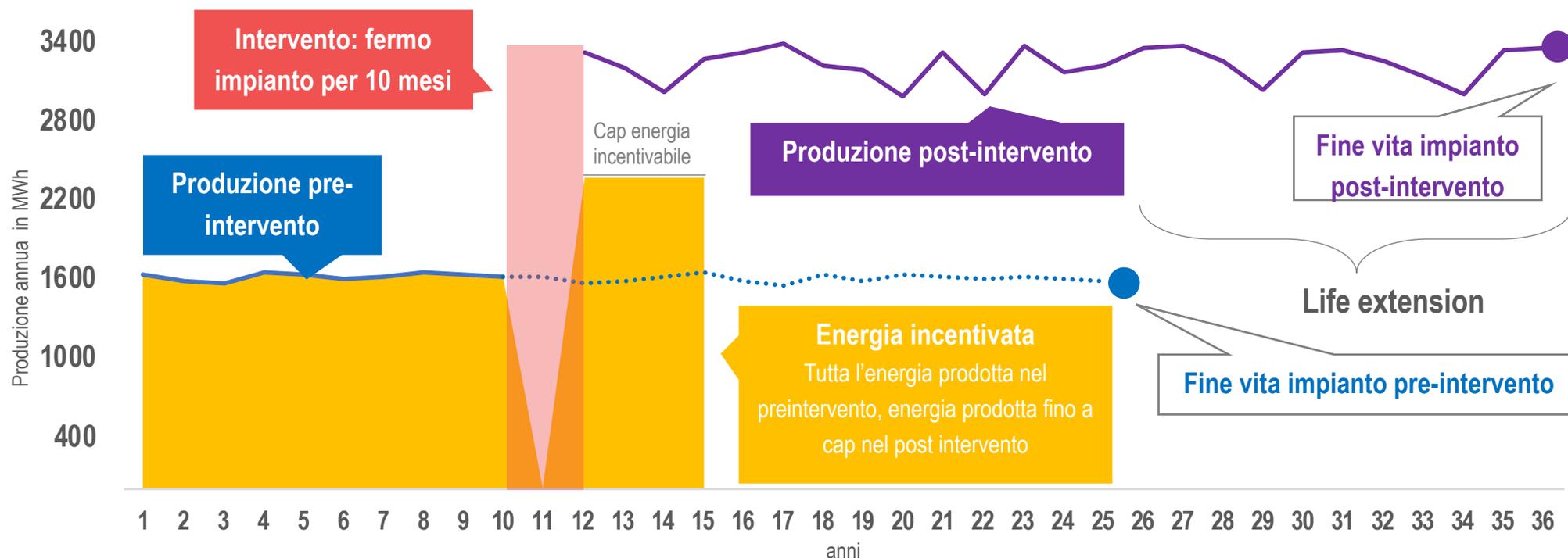


L'ammmodernamento wind (a parità di potenza): razionali e curve di produzione

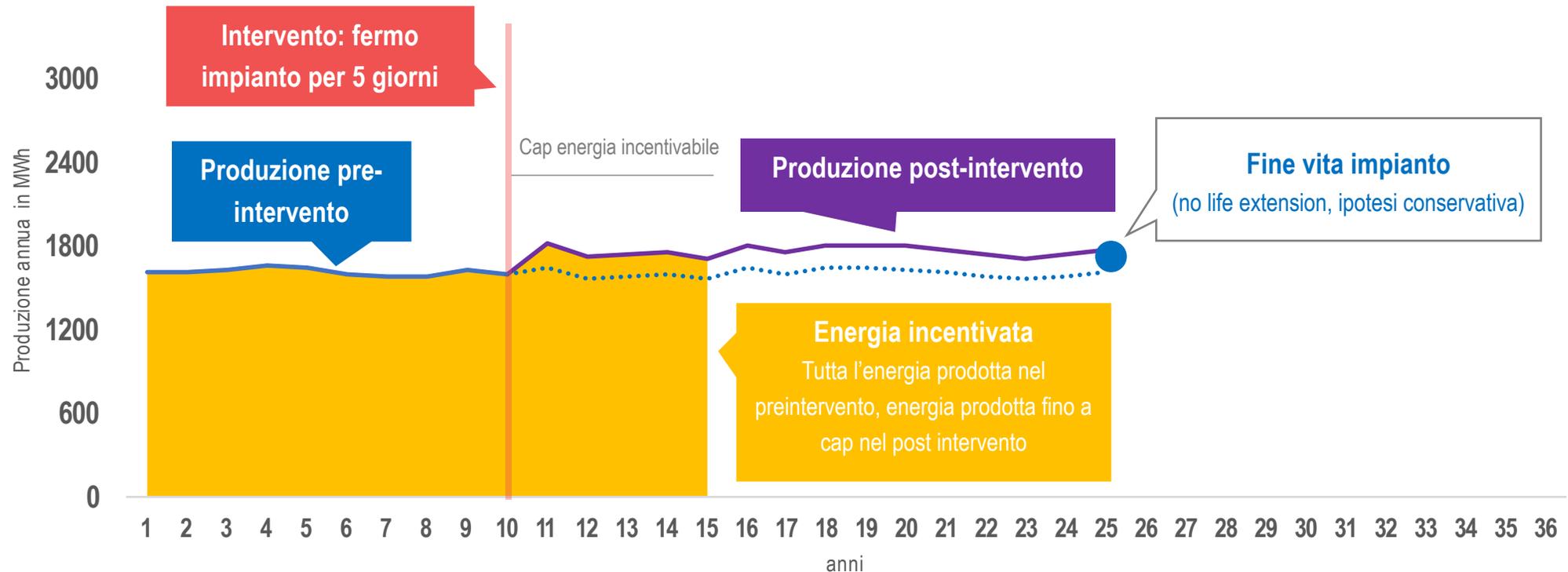
- Un intervento di sostituzione di WTG con nuove WTG più performanti **a parità di potenza** installata rientra nella categoria «ammmodernamento» delle procedure GSE
- **Il rationale di un intervento di sostituzione che non prevede incremento di potenza risiede nella presenza di un vincolo tecnico/autorizzativo**
- 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)



- 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%)



- 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

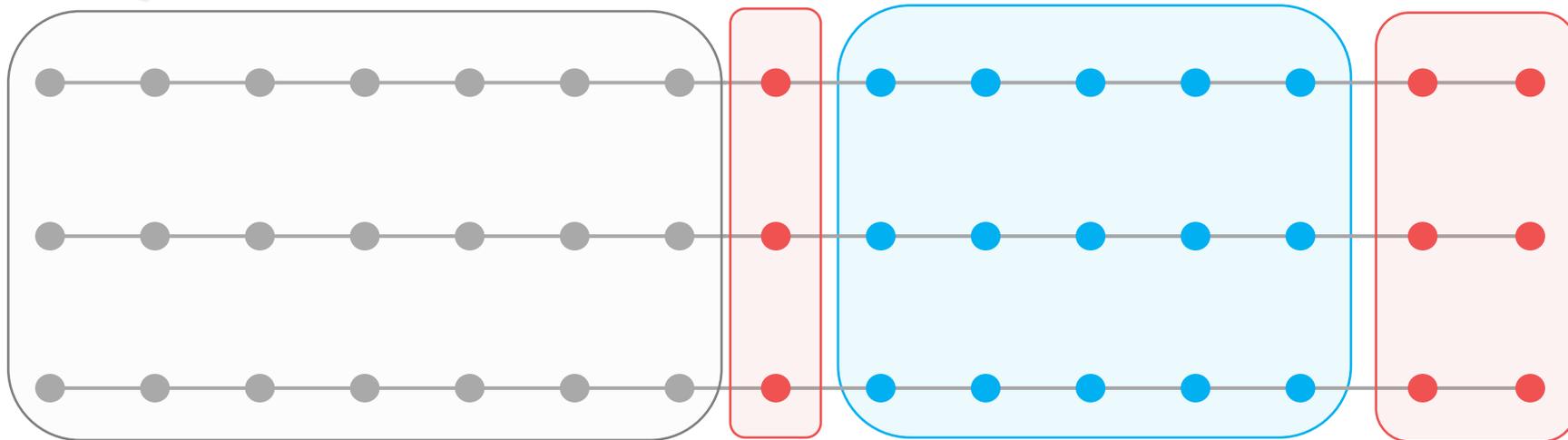
Per gli impianti in questa finestra, l'opportunità nella realizzazione dell'ammodernamento o del potenziamento n.i. dipende dal livello di produzione del progetto as is

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

Ammodernamento

Potenziamento n.i.

Reblading



Anno entrata esercizio

2000

2001

2002

2003

2004

2005

2006

2007

2008

2009

2010

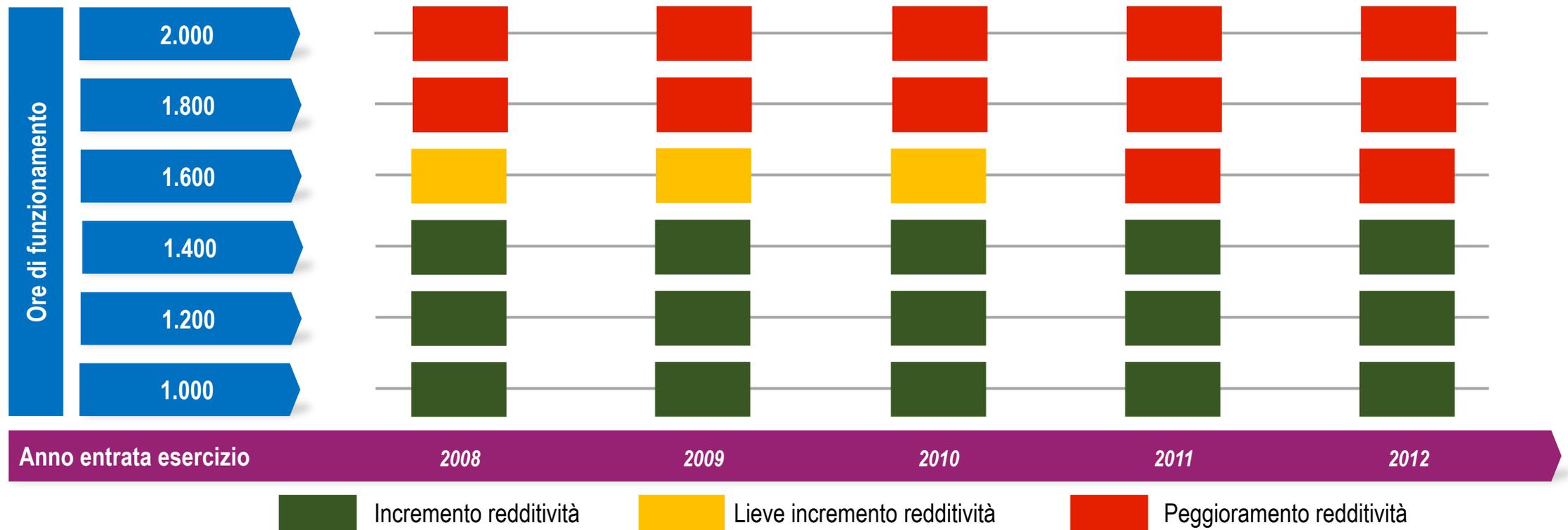
2011

2012

2013

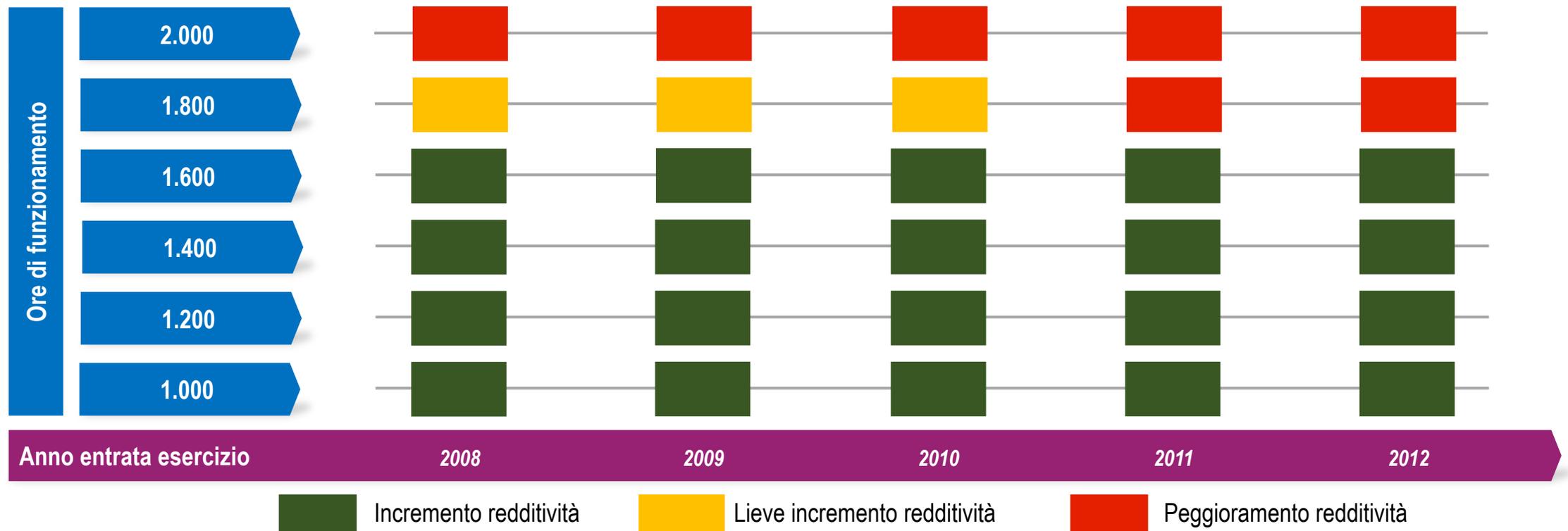
2014

- Le analisi condotte sugli interventi di ammodernamento degli impianti hanno evidenziato una **convenienza per i parchi installati nel periodo 2008-2012 con performance operative al di sotto della media nazionale (1.400-1.500 ore di funzionamento annue)** e per quelli entrati in esercizio prima del 2010 con circa 1.600 ore/anno di produzione (lieve incremento di redditività).
- Per le restanti categorie esaminate, invece, l'ammodernamento pare poco conveniente se non addirittura peggiorativo rispetto ai business plan originari
- L'ipotesi di recupero dell'incentivo non goduto durante l'intervento aumenta il perimetro degli impianti per i quali l'ammodernamento è conveniente**
- L'ipotesi di realizzazione degli interventi post 2019** aumenta la rischiosità dell'intervento e riduce, potenzialmente, l'area dei progetti interessati

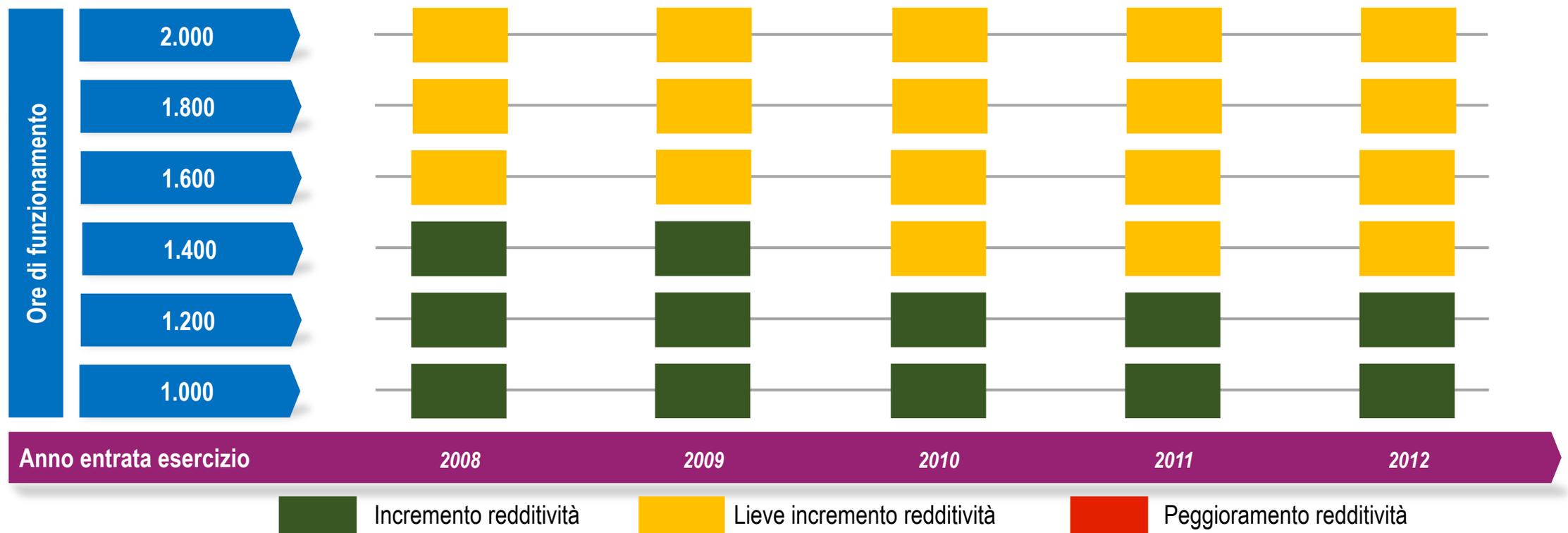


Opportunità per il potenziamento non incentivato

- Gli interventi di potenziamento non incentivato sono, insieme al reblading, quelli che garantiscono i migliori risultati in termini di incremento dell'IRR di progetto
- L'analisi finanziaria ha evidenziato come il potenziamento n.i. sia conveniente per tutto il parco impianti installato nel periodo 2008-2012 con performance operative inferiori a 1.600 ore/anno e per gli impianti entrati in esercizio prima del 2010 con 1.800 ore di funzionamento annue (lieve incremento di redditività)
- Viceversa, gli impianti rimanenti non beneficiano di un incremento di redditività sufficiente a giustificare questo tipo di interventi
- **L'ipotesi di recupero dell'incentivo non goduto durante l'intervento aumenta il perimetro degli impianti per i quali il potenziamento è conveniente**
- **L'ipotesi di realizzazione degli interventi post 2019** aumenta la rischiosità dell'intervento e riduce, potenzialmente, l'area dei progetti interessati

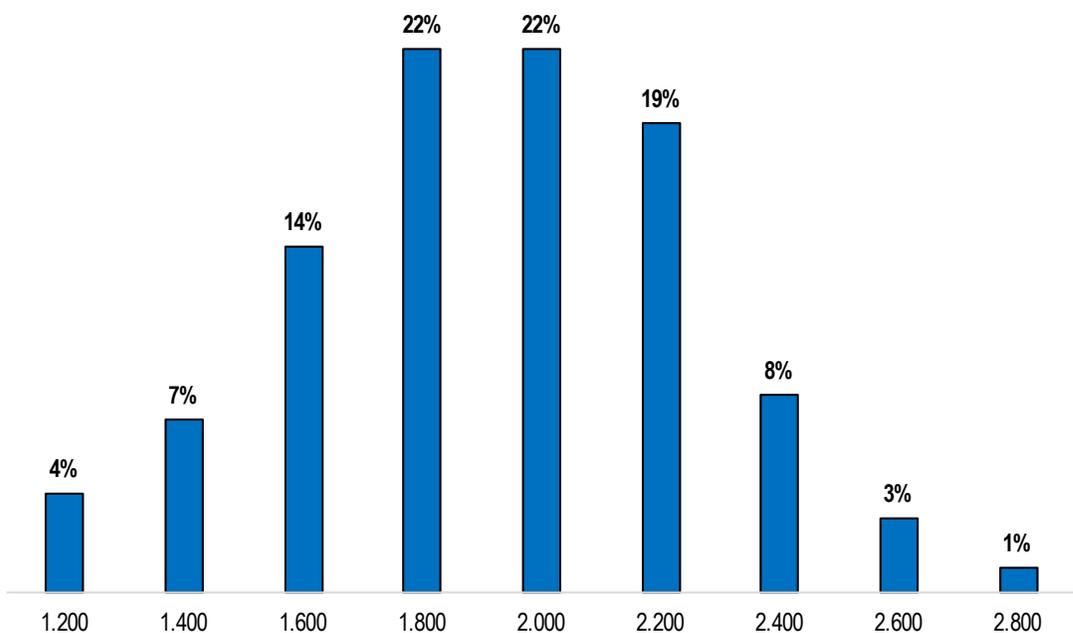


- Le simulazioni condotte con il modello finanziario hanno evidenziato la **convenienza dell’ammodernamento tramite reblading per tutto il parco impianti installato nel periodo 2008-2012** ed in tutte le condizioni di operatività esaminate (1.000-2.000 ore di funzionamento annue)
- Il delta IRR raggiunge i valori più elevati al diminuire delle performance operative e all’aumentare degli anni di incentivazione residua
- Il fermo impianto (con conseguente perdita di produzione incentivata) è contenuto in una breve finestra temporale e non comporta significativi impatti sulla profittabilità del business plan originario
- L’ipotesi di realizzazione degli interventi post 2019** aumenta il rischio dell’intervento e riduce, **ancor più che nei casi precedente**, l’area dei progetti interessati

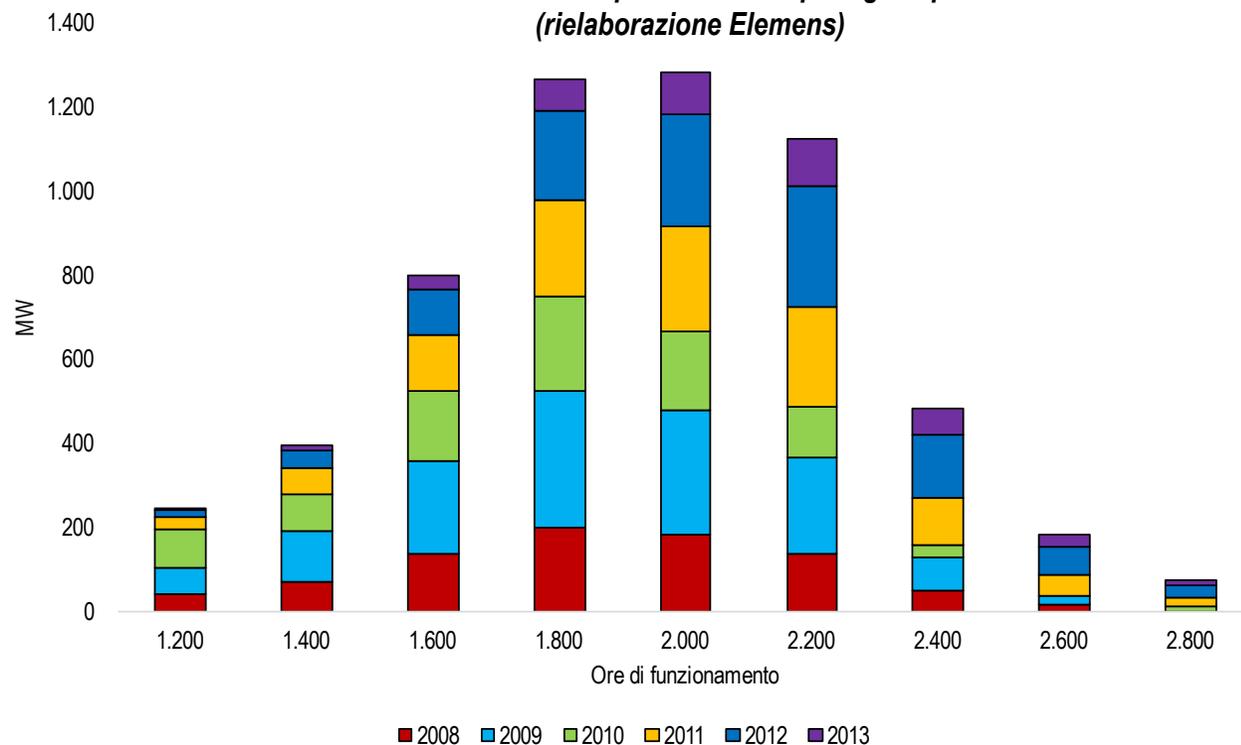


- Per valutare le dimensioni del potenziale di mercato relativo agli interventi di ammodernamento/potenziamento non incentivato, si sono presi in considerazione due elementi: l'anno di entrata in esercizio dell'impianto e le ore di funzionamento annue.
- Il GSE, oltre ai dati di installato annuale, ha pubblicato i dati sulla distribuzione delle ore equivalenti (2016) per i soli impianti ex CV.
- I dati sono stati rielaborati allo scopo di ottenere la medesima distribuzione delle ore equivalenti del parco eolico italiano, ma suddivisa per anno di entrata in esercizio degli impianti. L'ipotesi di fondo adottata per le elaborazioni assume una media delle performance degli impianti meno moderni inferiore rispetto a quelli entrati in esercizio più di recente.

Distribuzione delle ore equivalenti 2016 per i grandi impianti exCV (GSE)

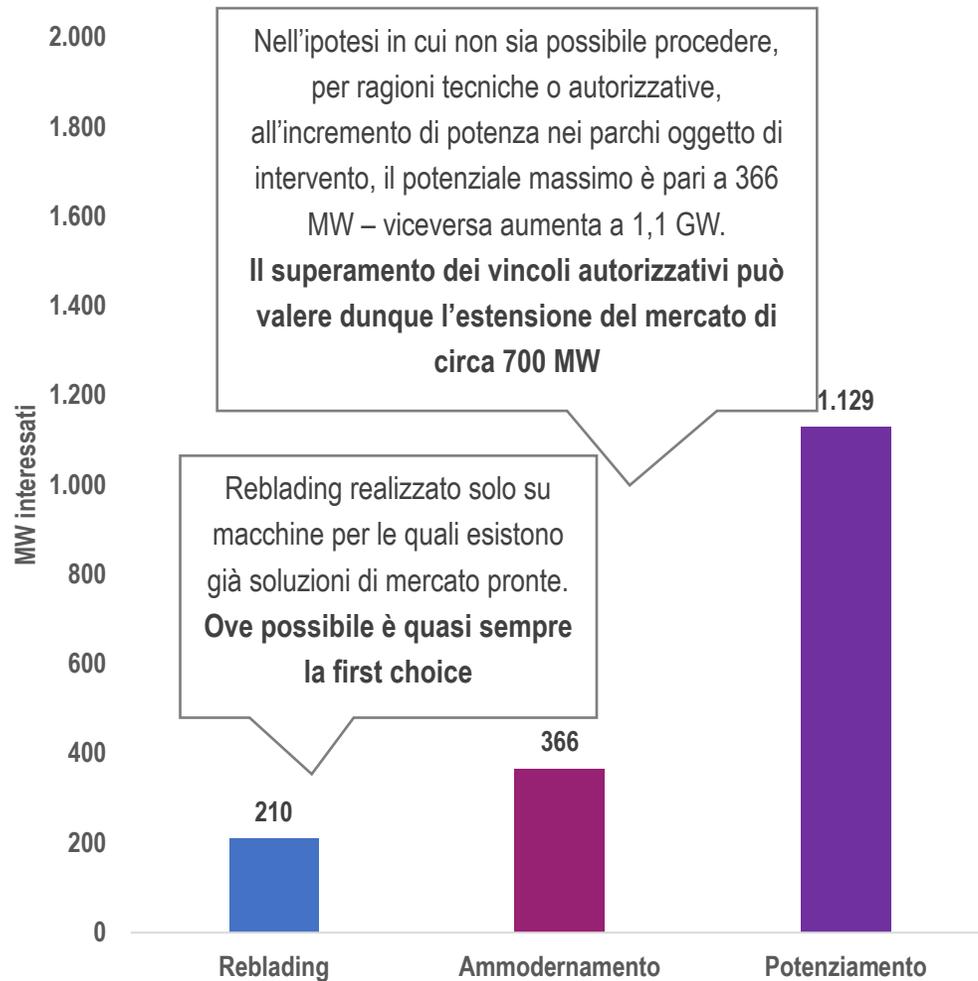


Distribuzione delle ore equivalenti 2016 per i gli impianti eolici (rielaborazione Elemens)

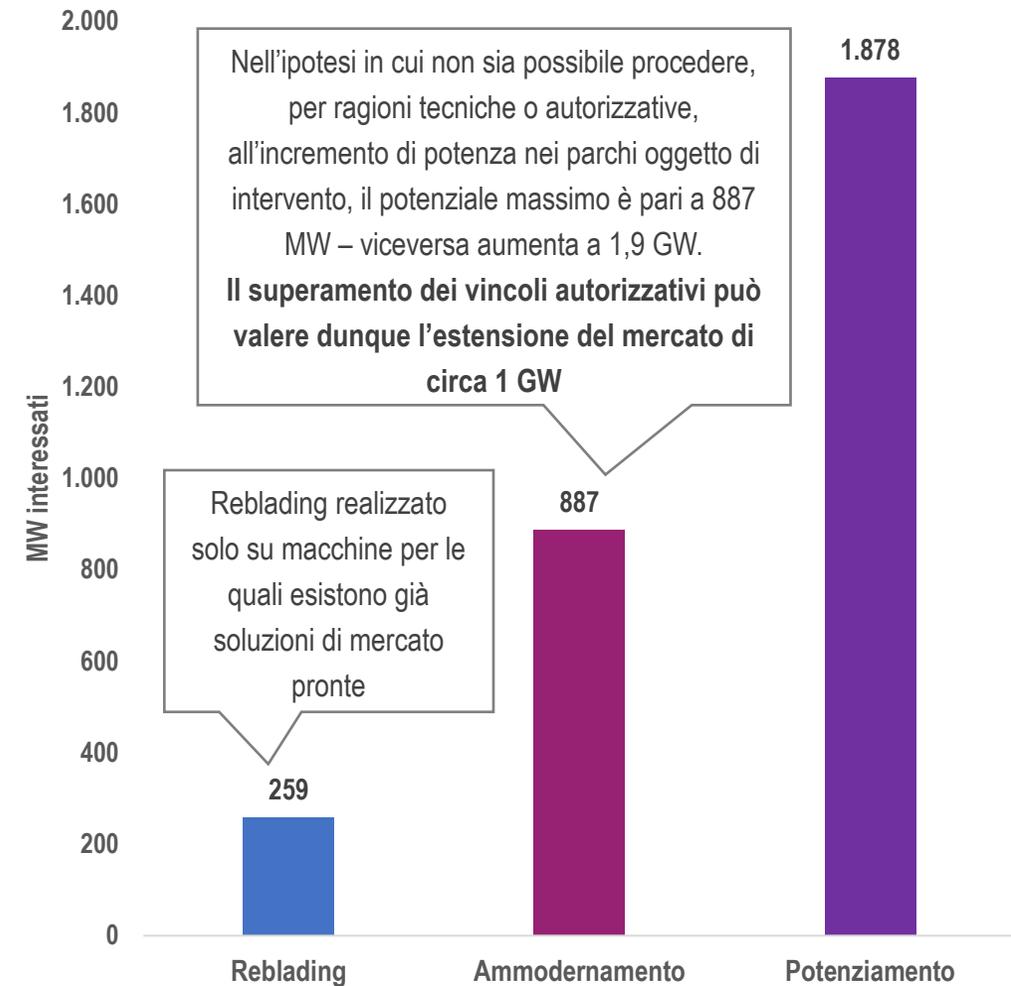


Wind: gli scenari sugli interventi realizzabili in termini di potenza interessata

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

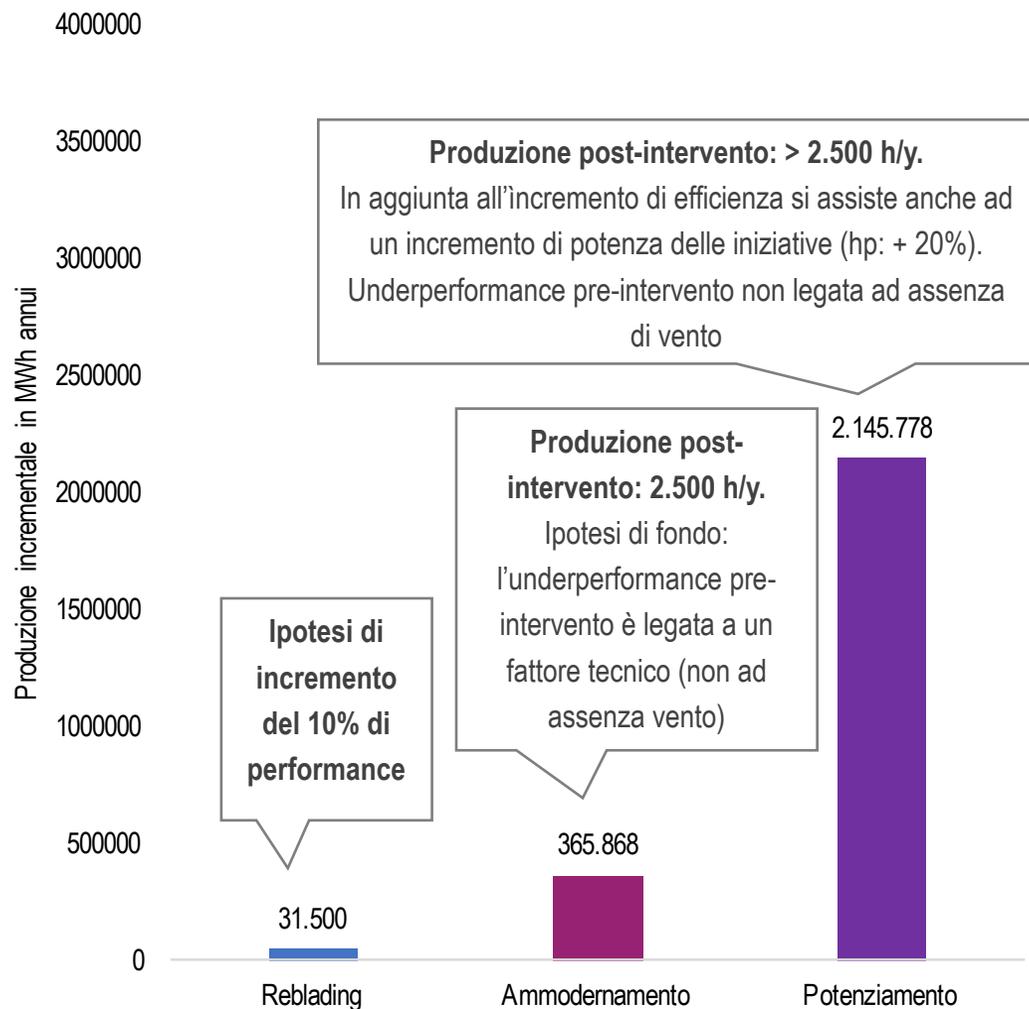


CASE 2: si realizzano interventi che portano incremento IRR > 0%
Potenziale wind massimo di 2.137 MW

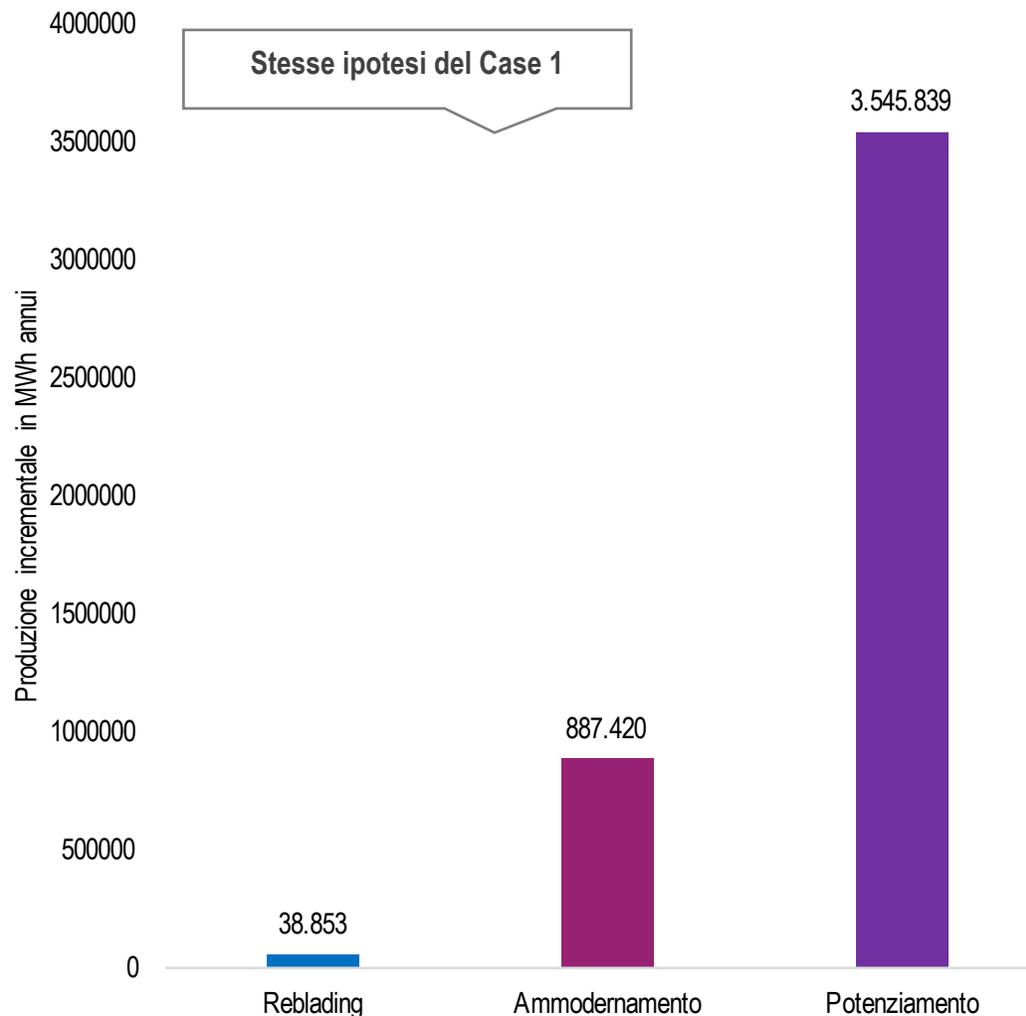


Wind: gli scenari sulla produzione aggiuntiva in seguito agli interventi

CASE 1: si realizzano interventi che portano incremento IRR > 1,5%
Produzione wind incrementale massima: 2,2 TWh/a

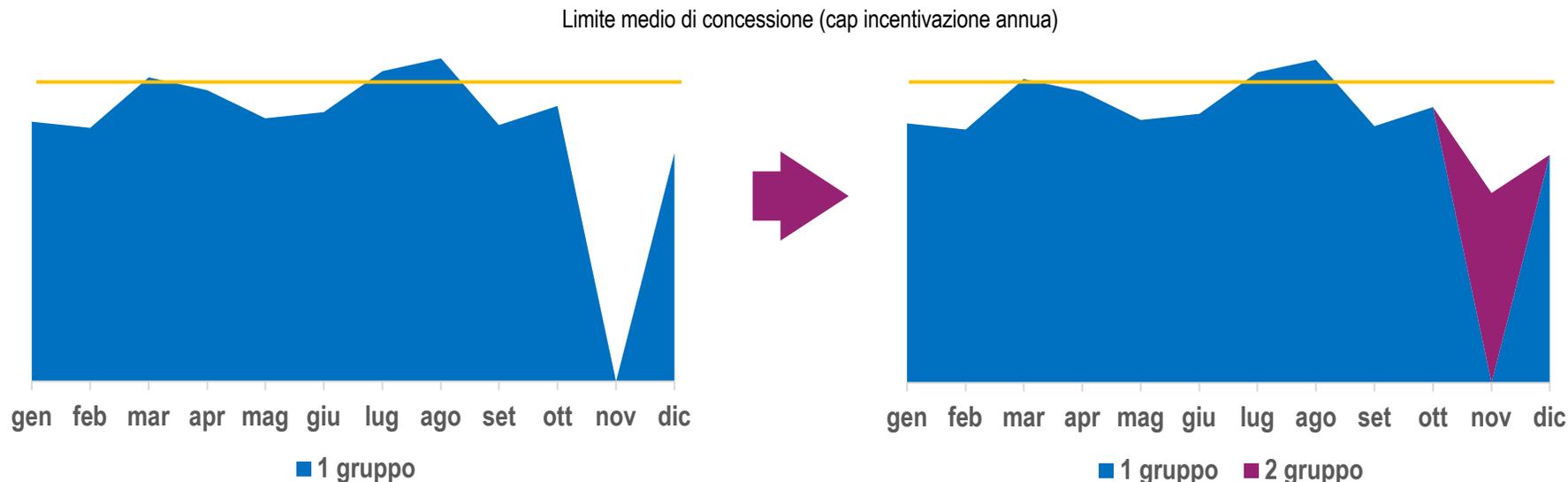


CASE 2: si realizzano interventi che portano incremento IRR > 0%
Produzione wind incrementale massima: 3,6 TWh/a



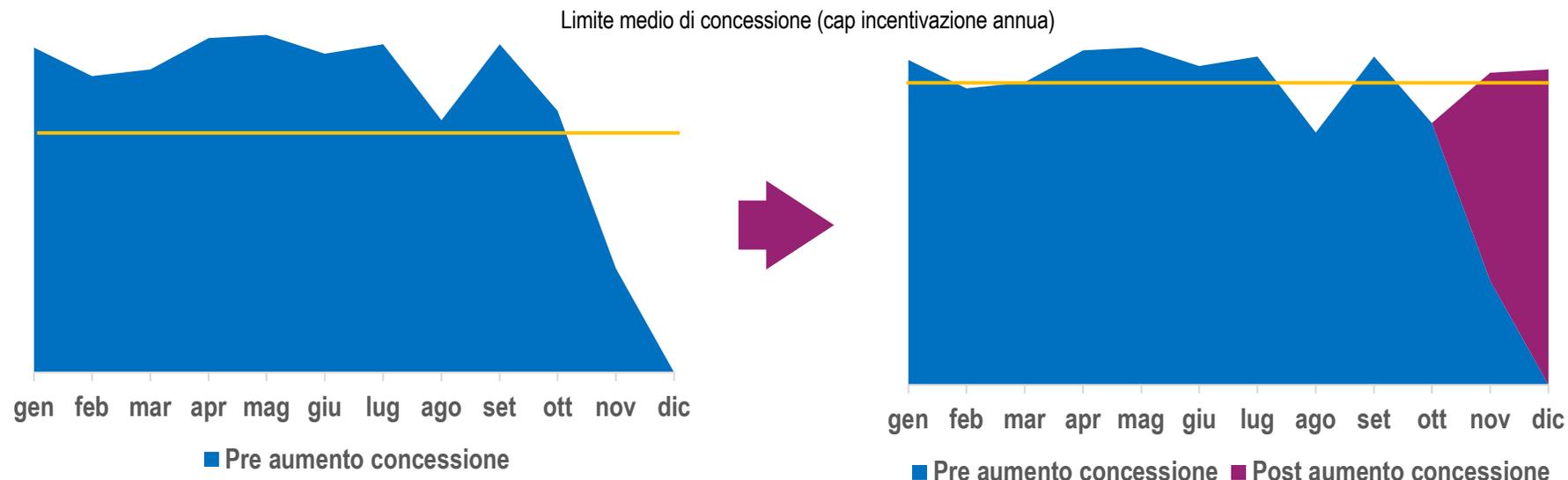
INSTALLAZIONE NUOVO GRUPPO

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

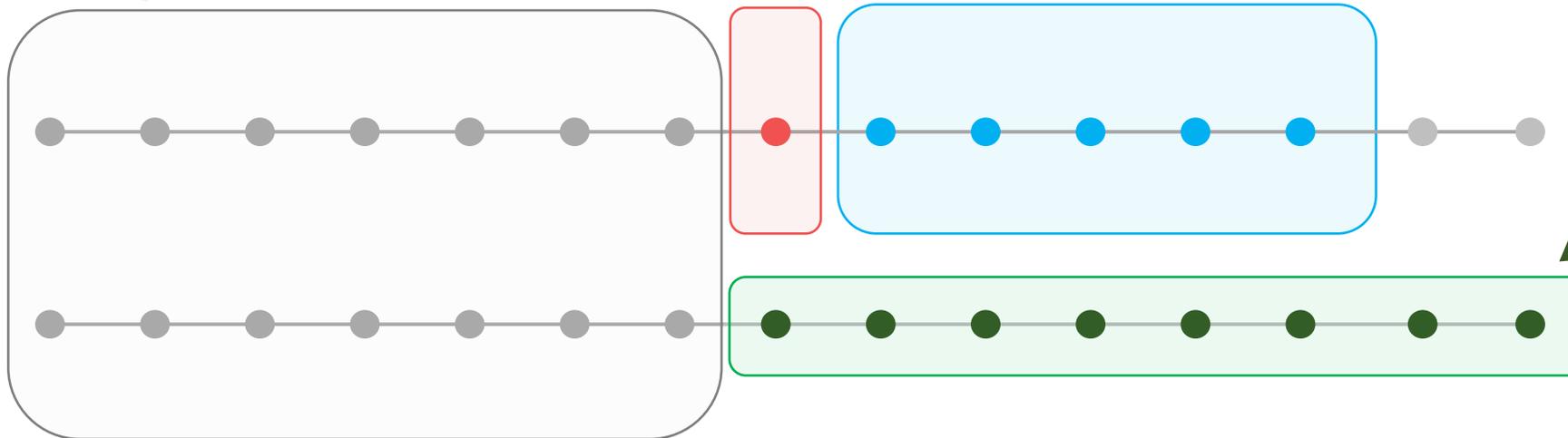
Finestra di opportunità

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)

Aumento della potenza di concessione sempre conveniente (per impianti in regime di incentivazione)

Gruppo generazione aggiuntivo

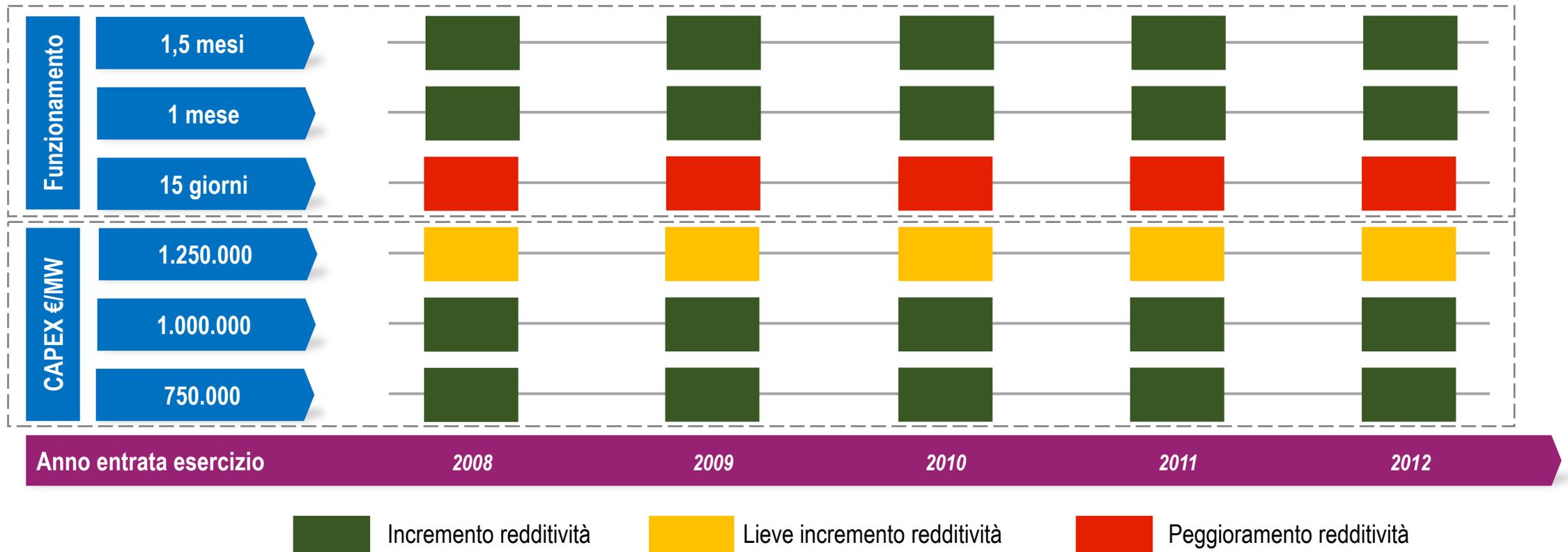
Incremento potenza di concessione



Anno entrata esercizio 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014

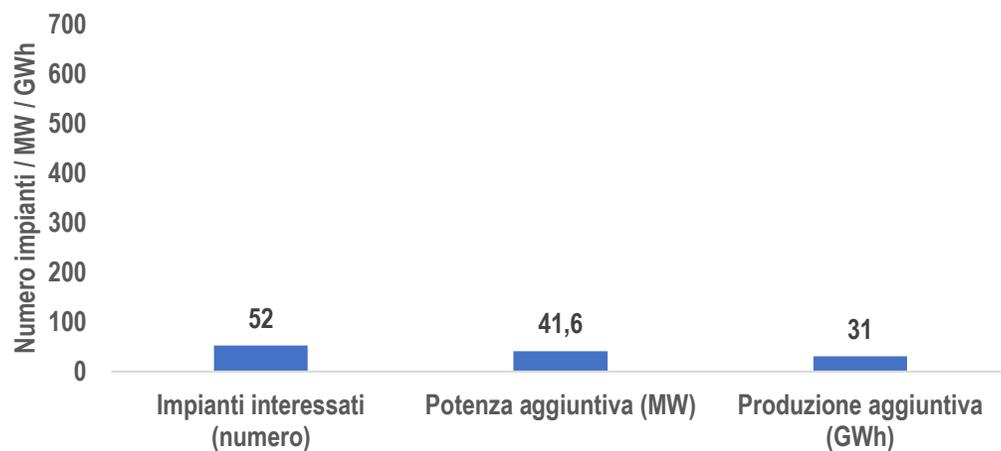
Opportunità per il potenziamento n.i. idroelettrico (gruppo generazione aggiuntivo)

- L'analisi sulla redditività degli interventi di potenziamento non incentivato tramite l'installazione di un gruppo di generazione di piccole dimensioni evidenzia una **sostanziale convenienza per tutto il parco idroelettrico potenzialmente interessato** (acqua fluente, entrata in esercizio tra 2008 e 2012 e potenza maggiore di 5 MW) per gli interventi con un CAPEX inferiore a 1,2 milioni di euro a MW e con un utilizzo della turbina supplementare di circa 1 mese o superiore
- Nei restanti casi esaminati, l'IRR di progetto non raggiunge livelli tali da giustificare un simile intervento sugli impianti attualmente incentivati

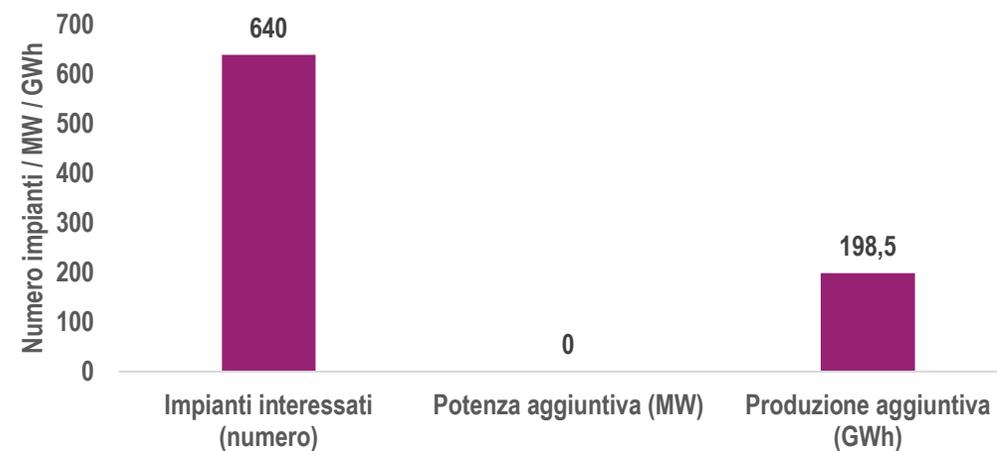


- Per valutare il potenziale di mercato delle azioni di ammodernamento idroelettrico sono state adottate due metodologie distinte a seconda della categoria di intervento esaminata.
- Per quanto riguarda l'installazione di un gruppo di generazione supplementare, il potenziale è stato calcolato partendo 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

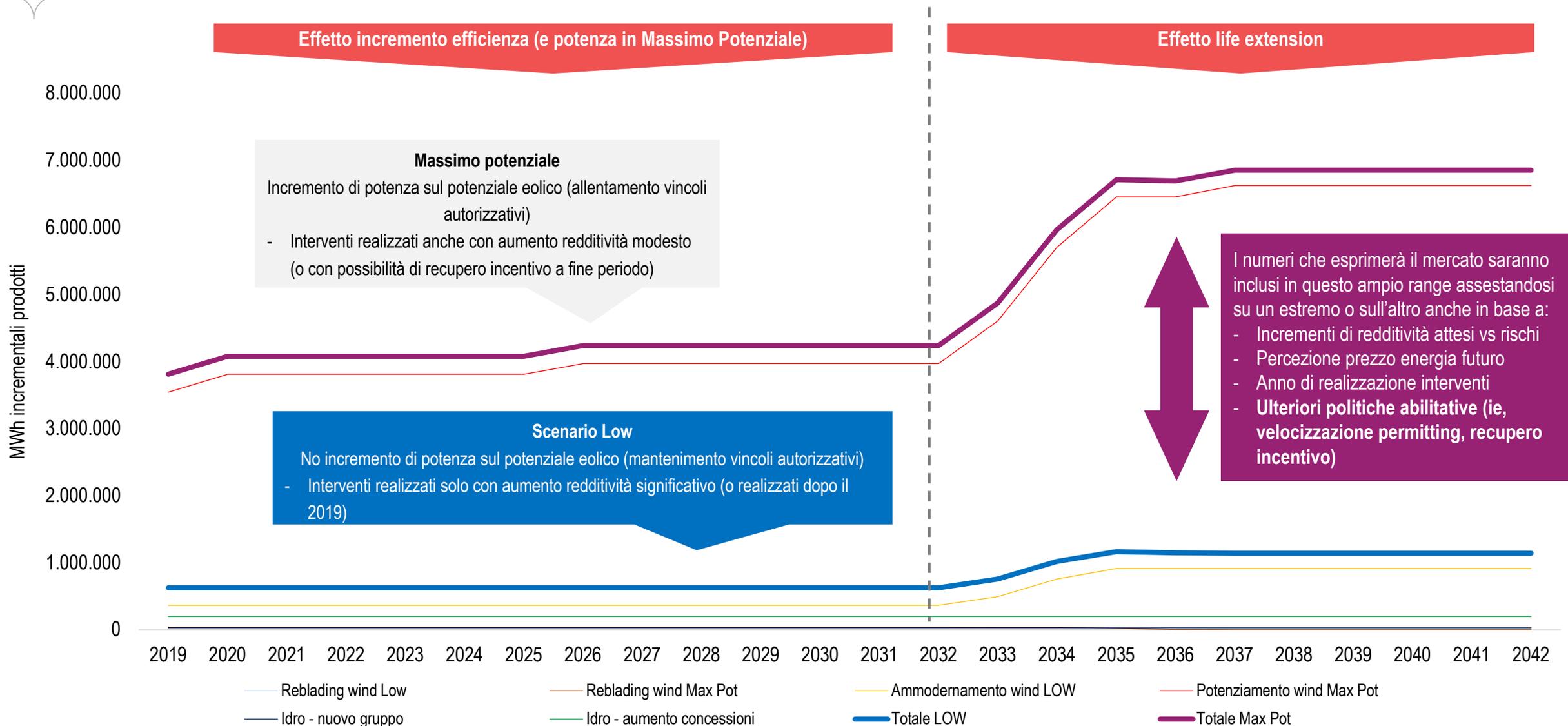
Potenziale di mercato gruppo di generazione aggiuntiva



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	Variazione IRR minima richiesta	>1,5% >0%	>1,5% >0%	>1,5% >0%	>1,5% >0%
	Ammodernamento / Potenziamento	Ammodernamento Potenziamento	Ammodernamento Potenziamento	Ammodernamento Potenziamento	Ammodernamento Potenziamento
	Scenario prezzi elettrici	Central High	Central High	Central High	Central High
	Recupero incentivo	Si No	Si No	Si No	Si No
Impatto	Potenza interessata	576 MW	1.388 MW	2.137 MW	3.243 MW
	Produzione aggiuntiva post interventi	397.368 MWh	2.270.272 MWh	3.582.692 MWh	5.731.906 MWh

- 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

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
Occupazione	Incremento del numero di occupati permanenti e temporanei nel settore
Investimenti	Stima del valore degli investimenti "sbloccati" dalle Procedure

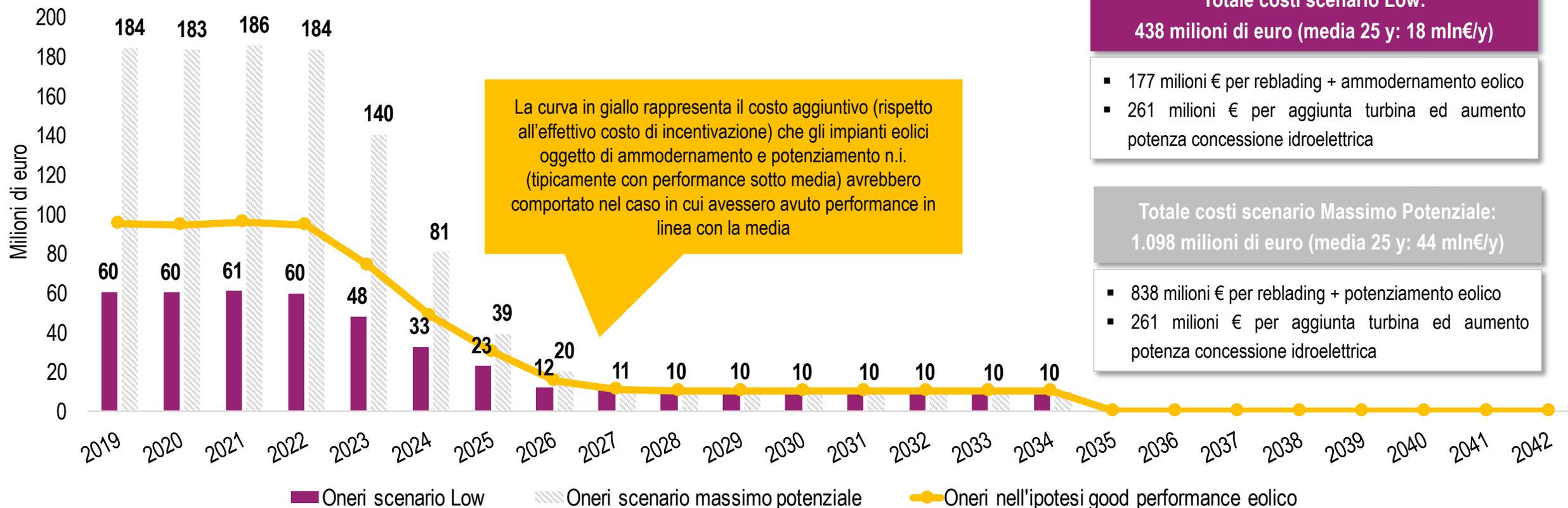
Principali voci di costo

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)

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 dà 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)

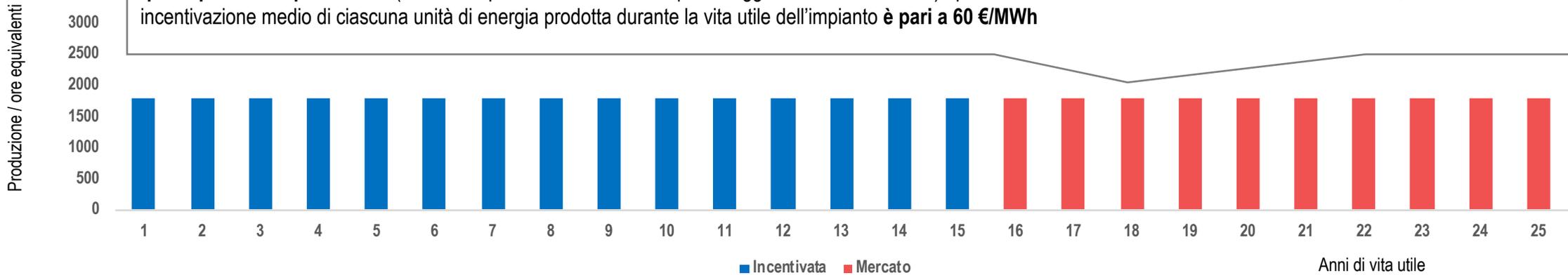
- 177 milioni € per reblading + ammodernamento eolico
- 261 milioni € per aggiunta turbina ed aumento potenza concessione idroelettrica

Totale costi scenario Massimo Potenziale:
1.098 milioni di euro (media 25 y: 44 mln€/y)

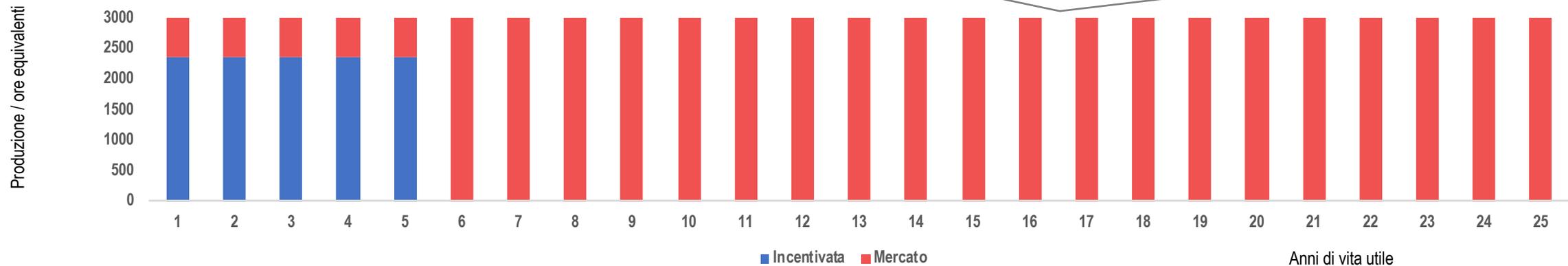
- 838 milioni € per reblading + potenziamento eolico
- 261 milioni € per aggiunta turbina ed aumento potenza concessione idroelettrica

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

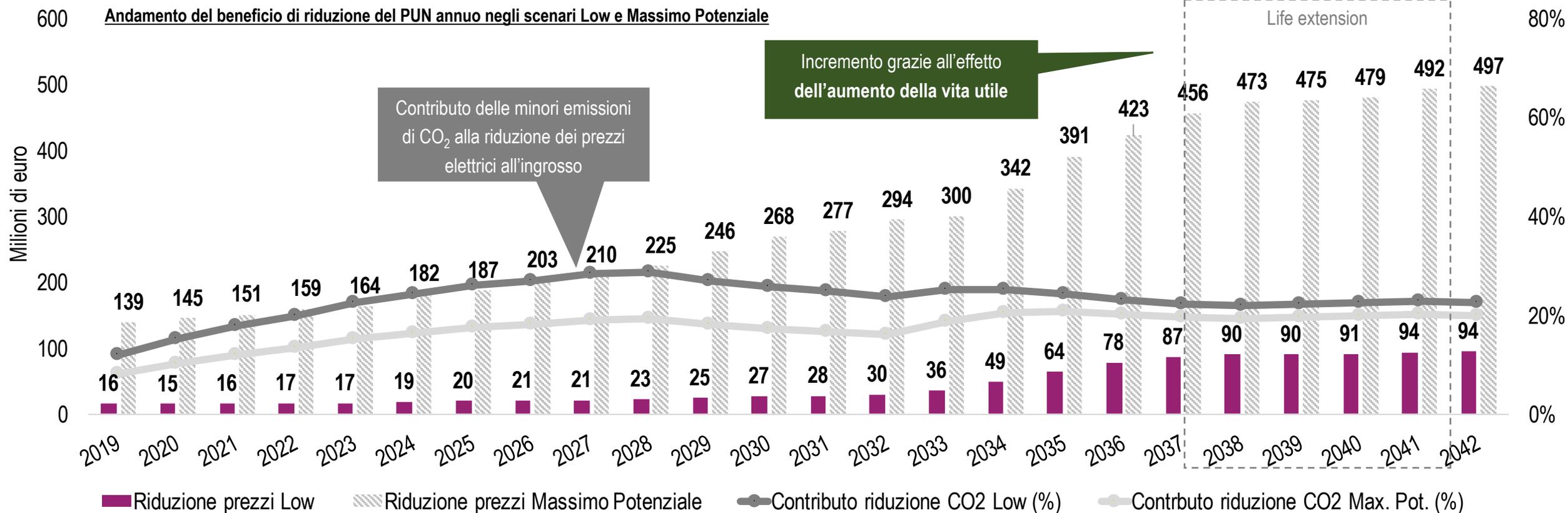


Per un ammodernamento / potenziamento n.i. effettuato nel 2018 su un impianto entrato originariamente in esercizio nel 2009, ipotizzando una vita utile di 25 anni e produzione pari a 3.000 h/y, l'energia incentivata rispetto a quella prodotta è pari al 16% (effetto del cap e del lungo periodo di vita 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

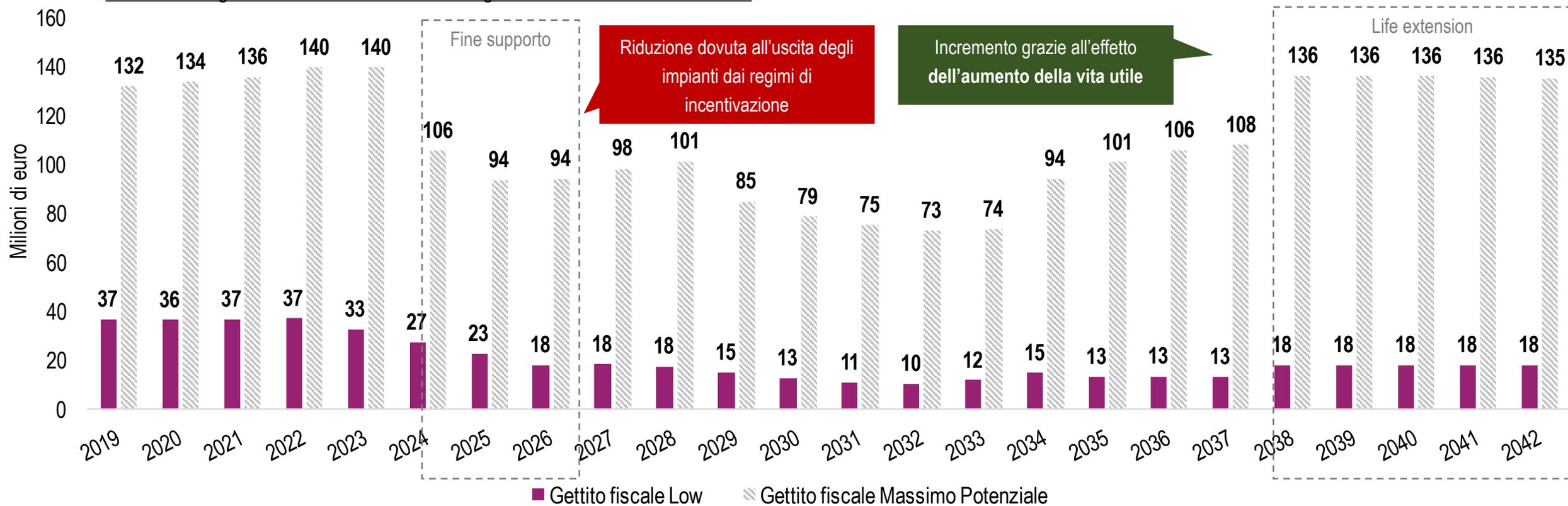
- I benefici derivanti dalla riduzione del PUN considerano la produzione di energia incrementale da eolico ed idroelettrico dovuta agli interventi di ammodernamento e potenziamento presi in esame. La produzione incrementale è stata inserita come input nel modello di mercato proprietario di Elemens, ottenendo 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 aggiuntivo legato all'aumento dei ricavi grazie all'incremento della produzione elettrica
 - IMU aggiuntiva per i soli potenziamenti degli impianti eolici (scenario Massimo Potenziale)
- Il gettito fiscale complessivo ammonta 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 ammontano 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.

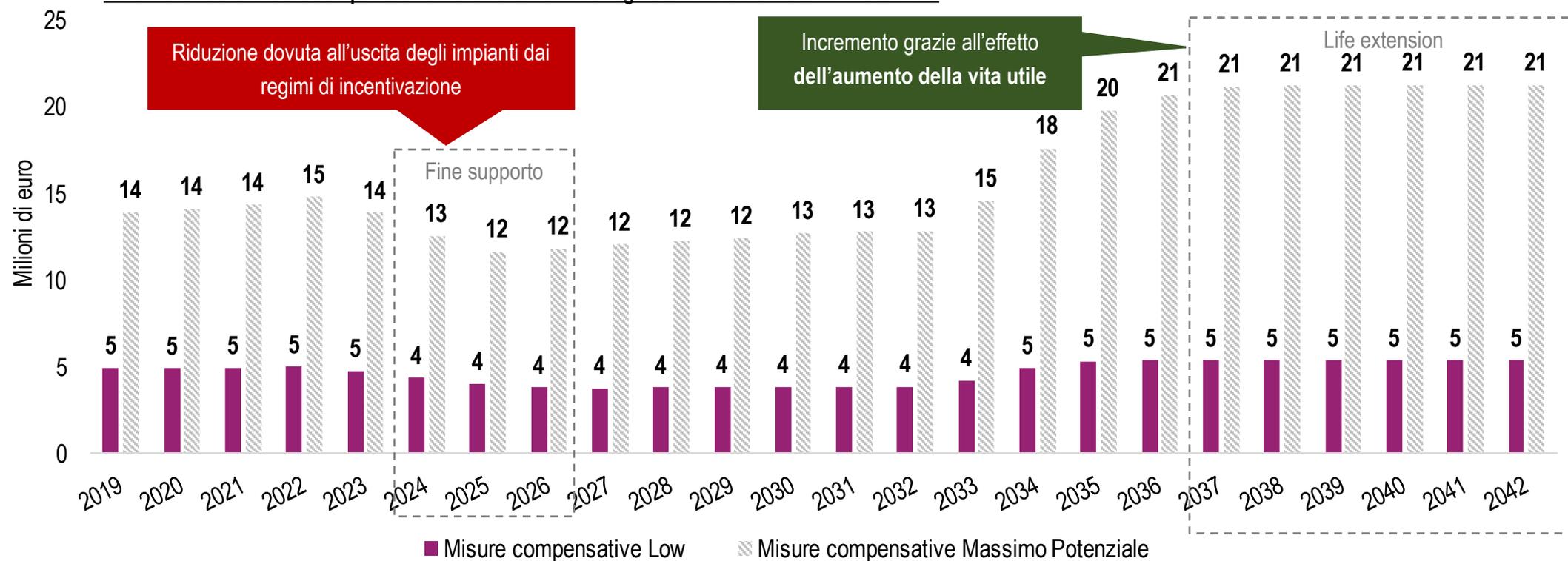
Andamento del gettito fiscale incrementale annuo negli scenari Low e Massimo Potenziale

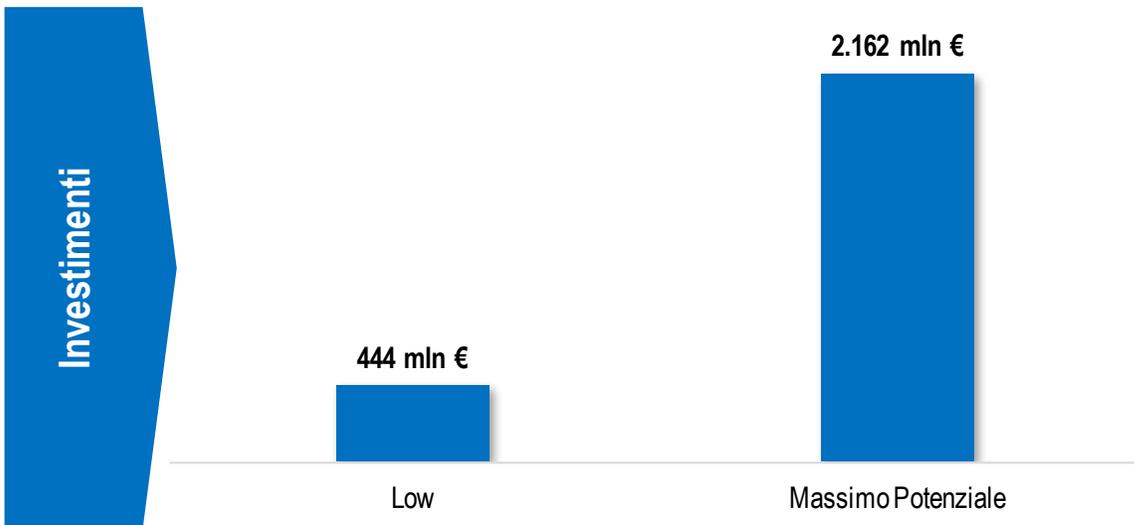


I benefici: misure compensative

- 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 sovracanonici 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 Potenziale, oltre al contributo dell'idroelettrico, le azioni di reblading e potenziamento non incentivato comportano un incremento delle misure di 308 milioni di euro.

Andamento delle misure compensative incrementali annue negli scenari Low e Massimo Potenziale



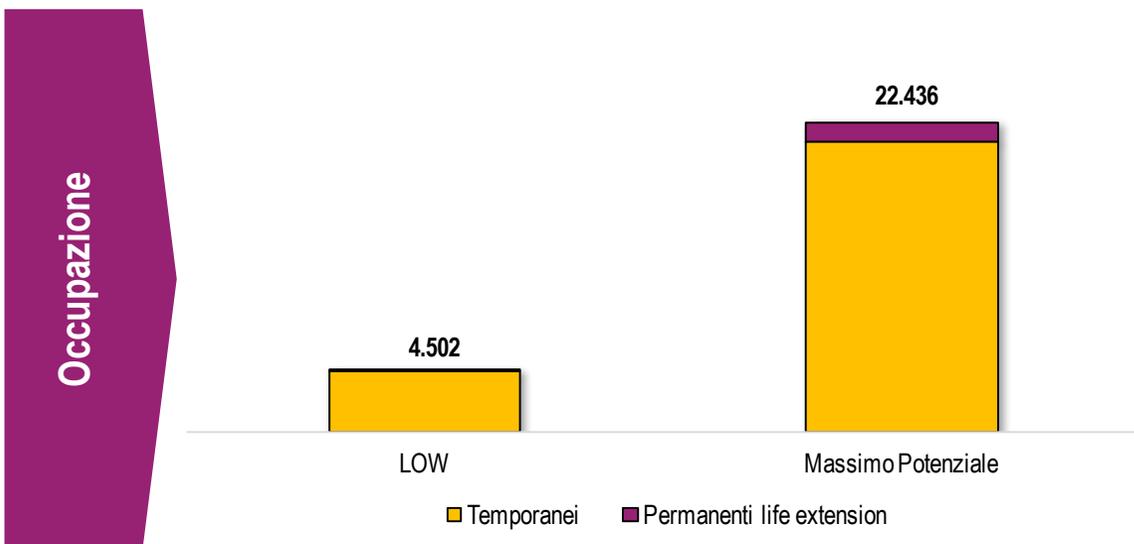


Lo scenario Low prevede investimenti pari a circa **444 milioni di euro**:

- **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**:

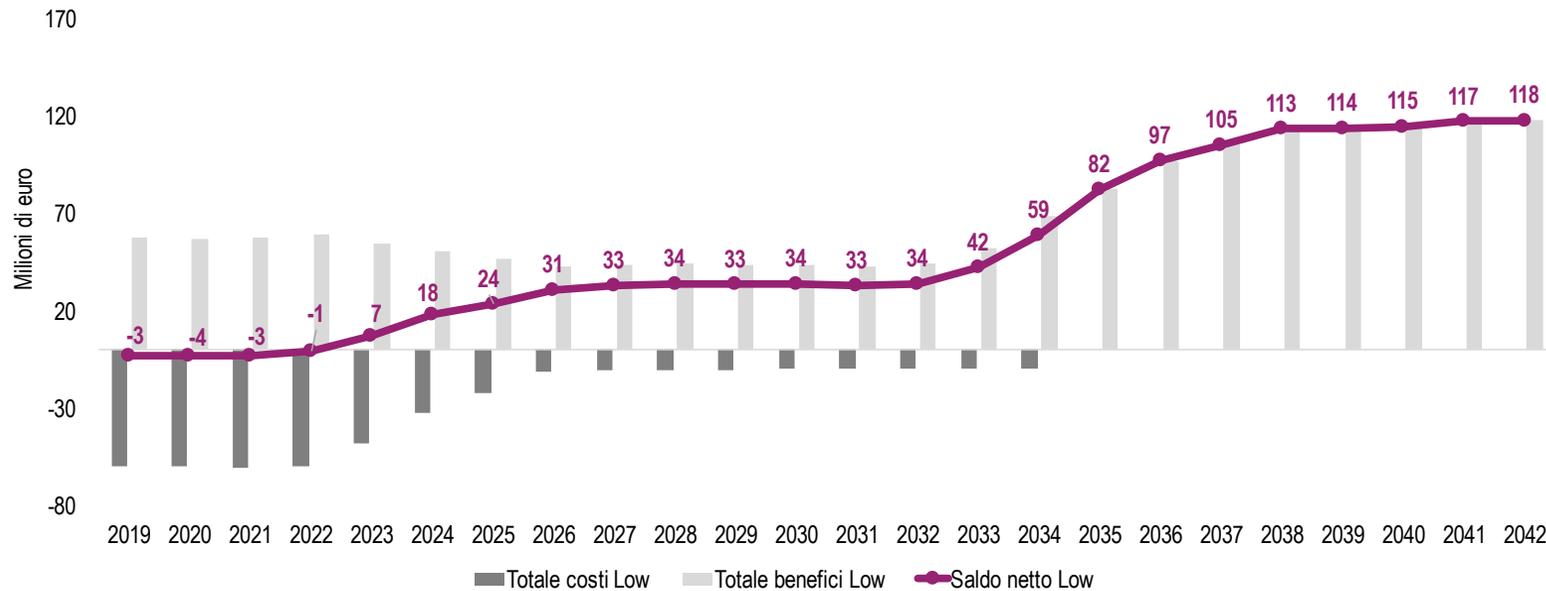
- La quota di investimenti del parco idroelettrico sono i medesimi dello scenario Low
- Gli interventi di potenziamento non incentivato e reblading sul parco eolico comportano investimenti per complessivi **2.121 milioni** di euro



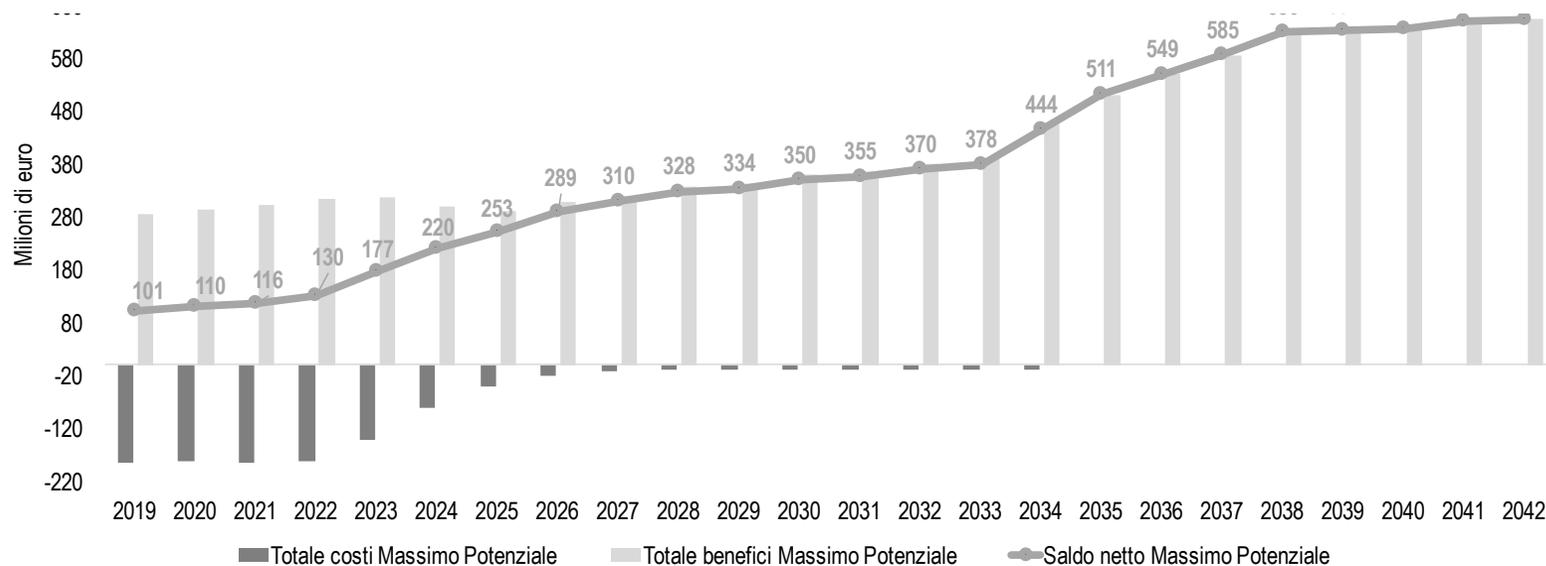
- Gli effetti sull'occupazione sono stati calcolati distinguendo tra addetti "temporanei", legati alla sola attività di costruzione degli impianti, e "permanent", cioè relativi alle attività di operations.
- Nel complesso, le ricadute occupazionali nei due scenari assommano a **4.502** (scenario Low) 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



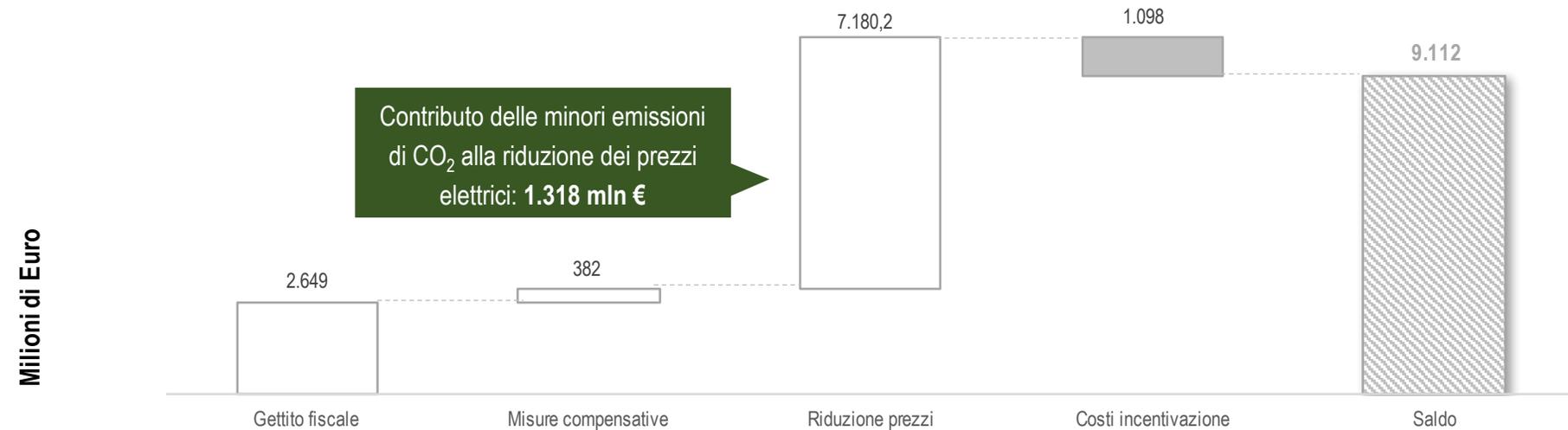
I primi anni dell'analisi mostrano (nello scenario Low) un saldo benefici-costi lievemente negativo, a causa degli oneri relativi all'incremento dell'energia incentivata. Con la progressiva uscita degli impianti dai regimi di incentivazione, il saldo diventa ampiamente positivo (in linea con lo scenario 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

Scenario Low
(periodo 2019-2042)



Scenario Massimo Potenziale
(periodo 2019-2042)



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.