



Scenari di sviluppo delle FER elettriche al 2030

La visione di ANIE Rinnovabili

maggio 2017



Avvertenze

Lo scopo del lavoro è delineare la possibile evoluzione delle rinnovabili elettriche al 2030 in Italia in vista dei nuovi obiettivi europei al 2030, elaborando differenti scenari e valutandone gli impatti sia in termini economici che ambientali.

Lo studio è stato realizzato di concerto con ANIE Rinnovabili (il Committente), che ha fornito indicazioni in merito alle azioni da adottare nei diversi scenari ed all'evoluzione dei costi di generazione di alcune tecnologie. Le stime si basano su presupposti e assunti metodologici che implicano elementi di soggettività e che non rappresentano l'unicum possibile, ma considerano ipotesi ritenute, di comune accordo con il Committente, le più adeguate agli obiettivi del lavoro. Sebbene l'analisi sia stata svolta con la massima diligenza, non ha la pretesa di fornire valutazioni univoche ed indiscutibili. In ogni caso le stime e le valutazioni sono state improntate a principi di prudenza.

Il documento è strettamente riservato e non è in alcun modo divulgabile senza l'espressa autorizzazione di ANIE Rinnovabili e Althesys. Come tale non può essere ceduto, né nel suo formato originario né in copia, a terze parti, neppure in visione, e comunque senza previa autorizzazione scritta di ANIE Rinnovabili e Althesys.

Gli autori non si assumono obblighi né garantiscono terzi in merito alle opinioni, ai pareri e alle eventuali conclusioni qui contenute, né avendo riguardo ad usi impropri di questo studio da parte di terzi, comprese le decisioni, gli obblighi di ulteriori azioni e i relativi costi che ne possono risultare.

Milano, maggio 2017

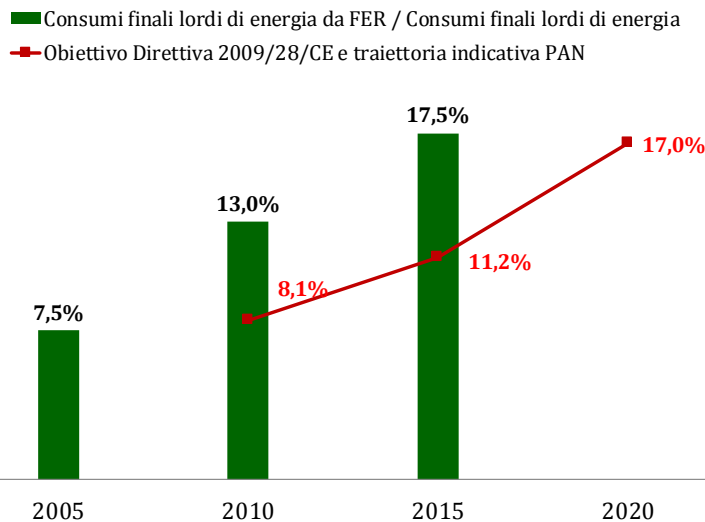
Indice

1. Introduzione
2. La metodologia e gli step dell'analisi
3. Le previsioni dei consumi
4. I prezzi dell'energia elettrica
5. L'evoluzione dei costi di generazione
6. Lo scenario "inerziale"
7. Lo scenario "rinnovamento"
8. Lo scenario "target UE"
9. Il quadro complessivo degli scenari
10. La proposta di ANIE Rinnovabili
11. L'analisi di sensitività

1. Introduzione

Le politiche dell'Unione Europea per la decarbonizzazione del settore energetico hanno permesso una rapida crescita delle fonti di energia rinnovabile (FER) in buona parte dell'Europa. La Direttiva 2009/28/CE ha fissato obiettivi vincolanti, per i singoli Stati, per la quota di energia prodotta da rinnovabili sui consumi finali al 2020. L'Italia, in linea con le indicazioni europee, ha dato il suo contributo, definendo nel 2010 specifici target per il 2020 nei settori elettrico, termico e trasporti nel Piano d'Azione Nazionale (PAN) per le energie rinnovabili. Ad oggi, il nostro Paese ha già raggiunto e superato in anticipo la quota di consumi finali soddisfatta dalle FER indicata dall'UE (17,5% nel 2015, contro il 17% al 2020, Fig. 1), grazie al contributo del settore elettrico. Quest'ultimo, infatti, vede nel 2015 una quota di rinnovabili sui consumi finali del 33,5%, rispetto ad un obiettivo al 2020 di 26,3% (Fig. 2), grazie all'effetto combinato di crescita delle rinnovabili elettriche e calo dei consumi a partire dal 2008. Allineato ai target del PAN è anche il comparto termico (19,2% nel 2015 contro il 17,1% al 2020) mentre è in ritardo il settore dei trasporti che, rispetto all'obiettivo del 10,1%, si ferma a quota 6,4% nel 2015.

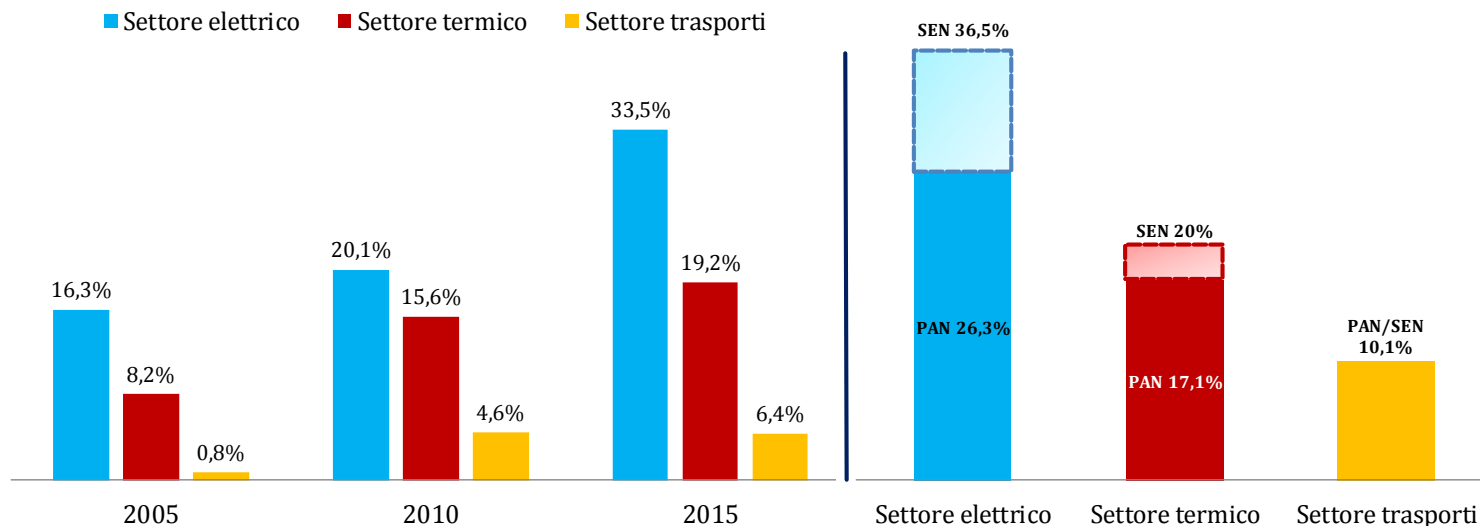
Fig. 1 - Quota consumi finali lordi di energia coperta da FER e target PAN



Nel 2013, inoltre, l'Italia delinea la Strategia Energetica Nazionale (SEN), un documento di programmazione che fissa obiettivi più ambiziosi (ma non vincolanti rispetto all'UE) per il settore elettrico e quello termico. A differenza di questi ultimi, il target per i trasporti è ancora lontano e per questa ragione è stato lasciato invariato. Il target sui consumi finali lordi al 2020 è fissato al 19-20%, ripartito tra il 35-38% per il settore elettrico, 20% per il termico e 10% per i trasporti.

Fonte: elaborazioni Althesys su dati GSE

Fig. 2 – Contributo FER nei diversi settori e target PAN-SEN



L'avvicinarsi della scadenza del pacchetto clima-energia 2020 ha spinto l'Unione Europea a definire dei nuovi obiettivi per la lotta ai cambiamenti climatici, in coerenza con il percorso di decarbonizzazione entro il 2050. Il Consiglio Europeo ha dunque approvato il pacchetto clima-energia 2030 proposto dalla Commissione Europea, che delinea nuovi target a livello europeo, ma non singoli obiettivi vincolanti per ciascun Stato membro:

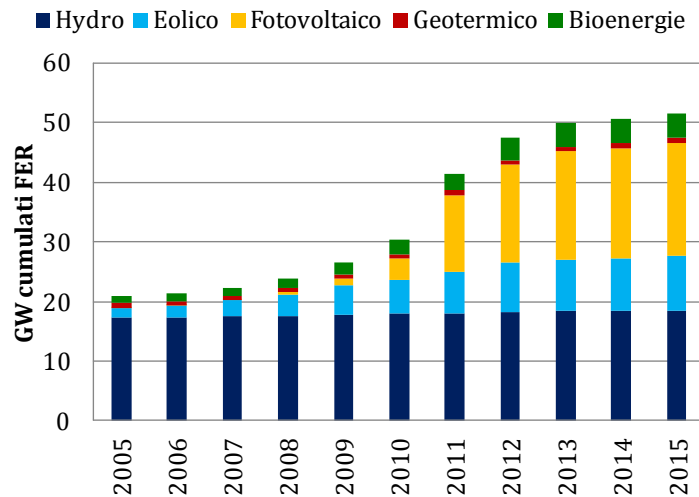
- quota di almeno il **27% di energia prodotta da fonti rinnovabili** sui consumi finali lordi (target vincolante);
- riduzione di almeno il **40% delle emissioni di gas a effetto serra** rispetto al 1990 (target vincolante);
- un miglioramento almeno del **27% dell'efficienza energetica** (target indicativo).

Tali obiettivi sono stati confermati a novembre 2016 dal pacchetto energia promosso dalla Commissione Europea, ad eccezione del target sull'efficienza energetica, per il quale la Commissione ha proposto un innalzamento al 30%.

Alla luce di queste proposte ed in assenza di obiettivi vincolanti per i singoli Stati, lo scopo di questo documento è esaminare il quadro attuale delle rinnovabili elettriche in Italia e ipotizzare possibili **scenari evolutivi al 2030**.

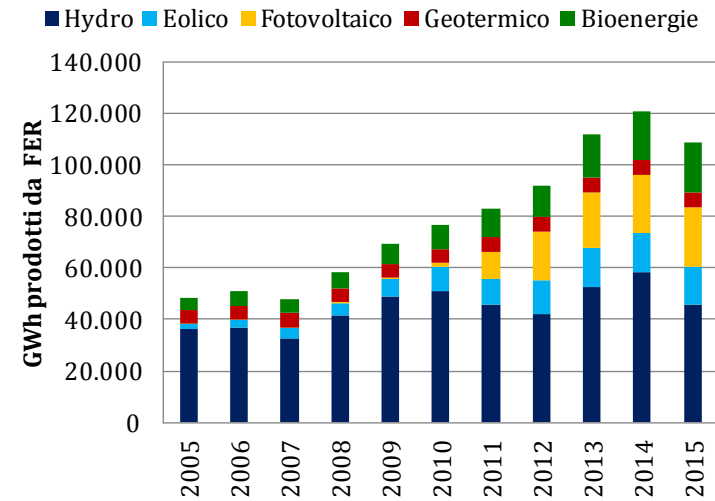
La rapida crescita delle rinnovabili elettriche in Italia iniziata nel 2008 da un lato e il calo dei consumi a causa della congiuntura economica negativa dall'altro, hanno permesso di cogliere il target europeo e di essere in linea con quelli più sfidanti della SEN. Nel 2015, le FER elettriche hanno raggiunto una potenza installata di **51,5 GW** (Fig. 3), generando **108,9 TWh** di energia elettrica, pari al **33,5%** dei consumi finali lordi (Fig. 4).

Fig. 3 - Evoluzione potenza installata FER elettriche (2005-2015)



Fonte: Terna

Fig. 4 - Produzione energia elettrica FER (2005-2015)



Fonte: Terna

Lo sviluppo è stato favorito dai meccanismi di supporto previsti dal legislatore, il cui costo nel 2016 è stato di circa **12,2 miliardi** di euro. Di questi **6,7 miliardi** riguardano le cinque edizioni del Conto Energia per il fotovoltaico, con l'ultimo esaurito nel 2013. I restanti **5,5 miliardi** sono allocati alle altre FER elettriche mediante diversi strumenti:

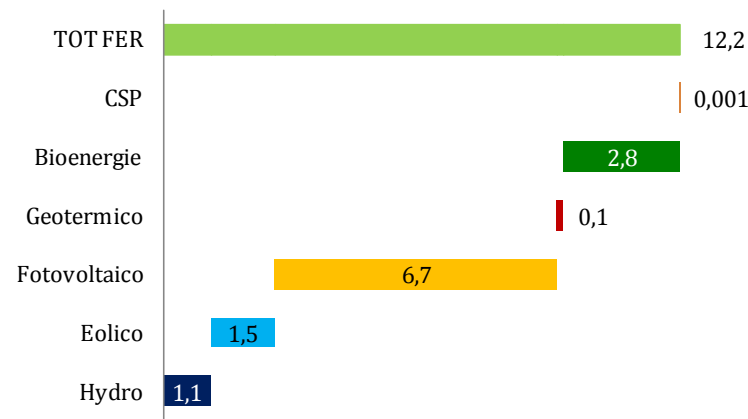
- Certificati Verdi, introdotti nel 2002, che contribuiscono per quasi 3,2 miliardi di euro (escluse assimilate);
- Tariffa Onnicomprensiva, che pesa per 1,8 miliardi;
- Decreto 6/7/2012, che sostituisce i due meccanismi precedenti, e che assomma a 331,8 milioni €;
- Conto Energia per il solare a concentrazione (CSP), con un onere di 1,3 milioni €;
- CIP6, introdotto nel 1992 ed ora in esaurimento, che contribuisce per 167,3 milioni di euro.

Tabella 1 - Meccanismi di incentivazione

Nome	Totale onere (mld € - 2016)
<i>Certificati Verdi</i>	3,2
<i>Tariffa Onnicomprensiva</i>	1,8
<i>DM 6/7/2012</i>	0,331
<i>Conto Energia CSP</i>	0,001
<i>CIP6</i>	0,167
<i>Conto Energia PV</i>	6,7
TOTALE	12,2

Fonte: elaborazione Althesys su dati GSE

Fig. 5 - Costi incentivazione per fonte (2016, mld €)



Fonte: elaborazione Althesys su dati GSE

Nel 2016 è stato introdotto un nuovo meccanismo di supporto per le FER elettriche diverse dal fotovoltaico, il DM 23/6/2016. Questo prevede un accesso alle tariffe incentivanti in linea con il precedente DM 6/7/2012, ovvero tramite l'iscrizione ad appositi registri suddivisi per fonte o per mezzo di aste al ribasso per gli impianti di maggiori dimensioni. Per gli impianti piccoli, invece, è previsto l'accesso diretto agli incentivi. La potenza degli impianti che sono ammessi è fissata da contingenti predefiniti, che quindi pongono un limite massimo all'energia incentivabile. Nel complesso, i contingenti messi a disposizione dal decreto assommano a **1.376 MW** (Tabella 2).

Gli esiti delle procedure di iscrizione ai registri e delle aste evidenziano circa **1,2 GW** di potenza ammessa ai meccanismi di incentivazione. Per le iscrizioni ai registri, i contingenti di eolico on-shore, idroelettrico, geotermoelettrico, solare termodinamico e delle biomasse sono stati saturati, mentre è rimasta inutilizzata la quota prevista per l'energia oceanica. Per i rifacimenti, invece, sono state ammesse istanze per circa il 61% della potenza disponibile: solo l'idroelettrico, però, ha saturato la capacità a disposizione.

I contingenti delle aste di eolico on-shore ed off-shore, biomasse e geotermoelettrico hanno saturato il contingente, mentre il bando per il solare termodinamico è andato deserto.

Infine, l'accesso diretto agli incentivi del nuovo decreto vede a fine 2016 461 istanze presentate: di queste, 148 hanno avuto esito positivo e 147 sono state definitivamente accolte, pari al 31,8% delle richieste pervenute.

TABELLA 2 - Contingenti ed esiti DM 23 giugno 2016 [MW]

	Aste		Registri		Rifacimenti		Totale		Ammessa
	Contingente	Richiesta	Contingente	Richiesta	Contingente	Richiesta	Contingente	Richiesta	
Eolico offshore	30	30	0	0	0	0	30	30	30
Eolico onshore	800	1.972,25	56,94	185,49	40	9,1	896,94	2.167	866,04
Idroelettrico	0	0	78,95	248,63	30	160,47	108,95	409	108,95
Geotermoelettrico	20	19,80	30	49,3	20	16	70	85	65,8
Biomasse e Biogas	50	20	89,48	114,37	0	0	139,48	134	109,48
Oceanica	0	0	6	0	0	0	6	0	0
Solare Termodinamico	100	41	20	33,2	0	0	120	74	20
TOTALE	1.000,00	2.083,05	281,37	630,99	90,00	185,57	1.371,37	2.900	1.200

Fonte: elaborazioni Althesys su dati GSE

Oltre ai contingenti, sono state riviste al ribasso le tariffe incentivanti, sia per quanto riguarda i registri sia quelle a base delle aste. Inoltre, il costo complessivo risultante dal nuovo meccanismo non potrà comunque superare il tetto dei **5,8 miliardi** di euro destinati alle FER diverse dal fotovoltaico già fissato dal Decreto 6.7.2012. Dal contatore sono esclusi gli oneri di altri meccanismi di supporto, come i Certificati Bianchi e le detrazioni fiscali per le ristrutturazioni edilizie. Queste ultime, in particolare, hanno permesso una crescita consistente del fotovoltaico di taglia residenziale, grazie alla possibilità di detrarre fino al 50% delle spese per l'installazione dei piccoli impianti.

2. La metodologia e gli step dell'analisi

L'obiettivo del lavoro è delineare la possibile evoluzione delle rinnovabili elettriche al 2030 in Italia. A tal fine si elaborano quattro distinti scenari in diverse ipotesi di politiche energetiche. Le valutazioni partono dall'attuale mix di fonti di generazione elettrica e dai nuovi obiettivi fissati dall'Unione Europea. La costruzione degli scenari si basa su indicazioni fornite da ANIE Rinnovabili e su alcune variabili, delle quali si è provato a tracciare le plausibili evoluzioni al 2030:

- i trend dei consumi finali di energia elettrica, necessari per valutare i target definiti dall'UE;
- l'andamento del prezzo dell'energia elettrica;
- l'evoluzione del contatore degli oneri legati all'incentivazione delle FER elettriche;
- le traiettorie dei costi di generazione delle diverse tecnologie prese in esame (LCOE).

Il primo, denominato **scenario inerziale**, considera la plausibile evoluzione delle FER elettriche sulla base dei provvedimenti ad oggi in essere, senza alcun nuovo meccanismo di supporto ed ipotizzando, ad eccezione del fotovoltaico di piccola taglia, l'assenza di nuove installazioni una volta esaurite le misure esistenti.

Il secondo, lo **scenario rinnovamento**, rispetto a quello inerziale ipotizza il rinnovamento del parco eolico esistente, di parte delle grandi centrali idroelettriche, introduce un sostegno agli impianti a biomasse, una volta terminato il periodo di incentivazione in essere per prolungare il loro esercizio sino al termine della vita utile e evidenzia necessità al 2030 di rinnovamento fotovoltaico.

Lo **scenario Target UE**, invece, mira a colmare il gap di generazione elettrica da FER emerso dal confronto degli scenari inerziale e rinnovamento rispetto ai nuovi obiettivi al 2030, assunti per il settore elettrico pari al 48,8% dei consumi finali¹. Per raggiungere questo target, ANIE Rinnovabili ipotizza nuove misure di supporto, delle quali si stimano gli impatti in termini di maggior produzione di energia elettrica e di costi aggiuntivi per il sistema Paese, massimizzando la crescita nel rispetto del tetto agli oneri ad oggi fissato (12,5 miliardi €).

Infine, viene elaborato lo scenario "**Proposta ANIE Rinnovabili**" che mira a centrare gli obiettivi UE adottando un approccio di merito economico ed efficacia ambientale rispetto alle azioni da adottare.

¹ Il target 48,8% per il settore elettrico considera l'obiettivo elaborato nello scenario EUCO27 nel documento "Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios" E3MLab & IIASA, Dicembre 2016, preso a riferimento per raggiungere i target al 2030 a livello UE.

3. Le previsioni dei consumi

L'implementazione di una roadmap verso i target UE deve considerare gli andamenti futuri dei consumi finali lordi di energia elettrica. Sono state effettuate stime volte a quantificare l'entità dei consumi a partire dalla situazione attuale. Le valutazioni si basano su due diverse previsioni.

La prima, **“Bassi consumi”**, fa riferimento alle stime fornite da Terna nel suo Piano di Sviluppo 2016, che traccia un'evoluzione del fabbisogno al 2025 nell'ipotesi di una stagnazione dei consumi elettrici. Per il periodo 2025-2030, invece, sono stati utilizzati i tassi di crescita proposti da Entso-e², in particolare nella Vision 3, scenario caratterizzato da un'elevata crescita dell'efficienza energetica, unita ad una stagnazione dei consumi elettrici. I consumi finali lordi sotto tali ipotesi sono stimati in 317 TWh al 2030.

Fig. 6 – Ipotesi delle 4 Vision Entso-e

	Slowest progress	Constrained progress	National green transition	European green revolution
	V1	V2	V3	V4
Economic and financial conditions	Least favourable	Less favourable	More favourable	Most favourable
Focus of energy policies	National	European	National	European
Focus of R&D	National	European	National	European
CO ₂ and primary fuel prices	low CO ₂ price, high fuel price	low CO ₂ price, high fuel price	high CO ₂ price, low fuel price	high CO ₂ price, low fuel price
RES	Low national RES (>= 2020 target)	Between V1 and V3	High national RES	On track to 2050
Electricity demand	Increase (stagnation to small growth)	Decrease compared to 2020 (small growth but higher energy efficiency)	stagnation compared to 2020(Increase (growth demand)
Demand response (and smart grids)	As today	Partially used	Partially used	Fully used
	0%	5%	5%	20%
Electric vehicles	No commercial break through of electric plug-in vehicles	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging and generating)
	0%	5%	5%	10%
Heat pumps	Minimum level	Intermediate level	Intermediate level	Maximum level
	1%	5%	5%	9%
Adequacy	National - not autonomous limited back-up capacity	European - less back-up capacity than V1	National - autonomous high back-up capacity	European - less back-up capacity than V3
Merit order	Coal before gas	Coal before gas	Gas before coal	Gas before coal
Storage	As planned today	As planned today	Decentralized	Centralized

Fonte: elaborazioni Althesys su dati Entso-E

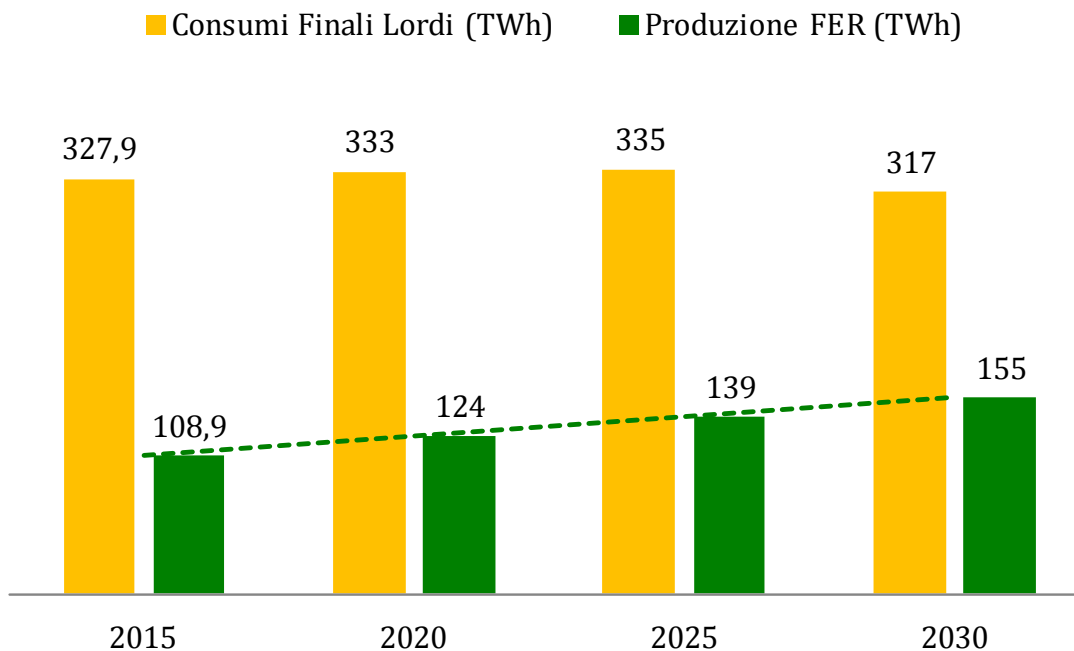
² “Ten-Year Network Development Plan”, Entso-e, 2016.

La seconda, **“Alti consumi”**, invece, è tratta dallo scenario PRIMES EUCO 27 e deriva dalla completa attuazione a livello europeo dei nuovi target UE al 2030, con particolare riferimento all’obiettivo dell’efficienza energetica (27%). Inoltre, le ipotesi prevedono un trend di ripresa economica e l’adozione di politiche sui prezzi della CO₂ volti a diminuire le emissioni in tutti i settori. I consumi finali lordi risultanti da tale scenario sono pari a 342 TWh.

Le due ipotesi risultanti, bassi e alti consumi, differiscono per circa 25 TWh.

“Scenario Bassi Consumi - BC”: questa ipotesi è caratterizzata da una decisa attuazione degli obiettivi di risparmio energetico, con la conseguente diminuzione dell’intensità energetica. L’ipotesi considera un tasso medio di crescita annua dello **0,3%** nel periodo 2015-2020 e dello **0,1%** tra il 2020 ed il 2025, mentre tra il 2025 ed il 2030 si ipotizza un calo annuo dell’**1,1%** (Vision 3, Fig. 7);

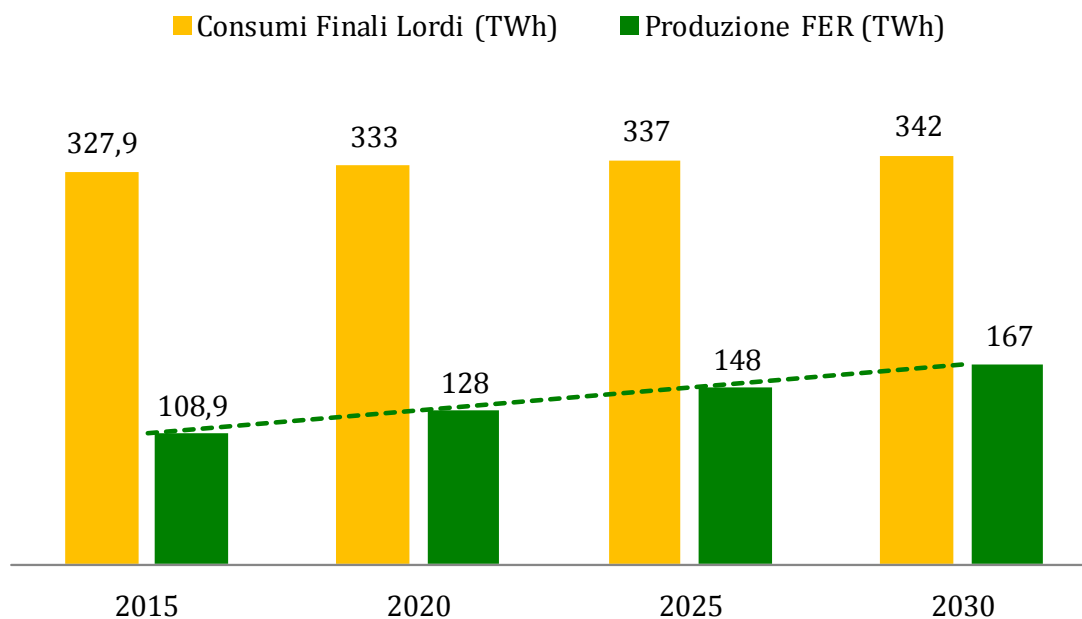
Fig. 7 – Scenario bassi consumi ed obiettivo FER 2030



Fonte: Althesys

“Scenario Alti Consumi - AC”: in questo caso, la domanda di energia elettrica deriva dall’attuazione degli obiettivi UE. In particolare, l’efficienza energetica riduce del 27% i consumi primari di energia. Le rinnovabili raggiungono una quota del 27% dei consumi finali e le emissioni di gas serra vengono tagliate del 40%.

Fig. 8 – Scenario alti consumi ed obiettivo FER 2030



Fonte: Althesys

Sulla base delle ipotesi sopra descritte, nello scenario di crescita bassa i consumi finali lordi si attestano a circa **317 TWh** al 2030, con un calo di circa 10 TWh rispetto ai CFL del 2015. In tali condizioni, per raggiungere i nuovi target UE occorrerebbero circa **155 TWh** prodotti da fonti rinnovabili.

Seguendo, invece, la traiettoria della crescita alta, i consumi finali raggiungono i **342 TWh** (+4% rispetto al 2015) e comportano una produzione elettrica da FER pari a circa **167 TWh**.

4. I prezzi dell'energia elettrica

Le valutazioni sull'evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso partono dal 2016, per il quale è stato utilizzato il valore di **42,78 €/MWh**, pari alla media del PUN nell'anno. Per il triennio 2017-2019 si è assunta la media dei prezzi in esito al mercato a termine per il 2017, pari a circa **45 €/MWh**. Tali valori sono peraltro in linea con i principali piani industriali delle maggiori utility nazionali. Per il decennio successivo, invece, si è ipotizzata una lenta crescita dei prezzi (**50 €/MWh** nel 2020-2024 e **55 €/MWh** fino al 2030), dovuta al plausibile aumento delle quotazioni della CO₂³ dopo una revisione del sistema ETS, ad oggi inadeguato a fornire corretti segnali di prezzo, e al progressivo riassorbimento dell'overcapacity creatasi negli ultimi anni.

Per completezza, sono stati ipotizzati altri due scenari evolutivi per i prezzi elettrici, finalizzati a condurre alcune analisi di sensitività a valle delle elaborazioni:

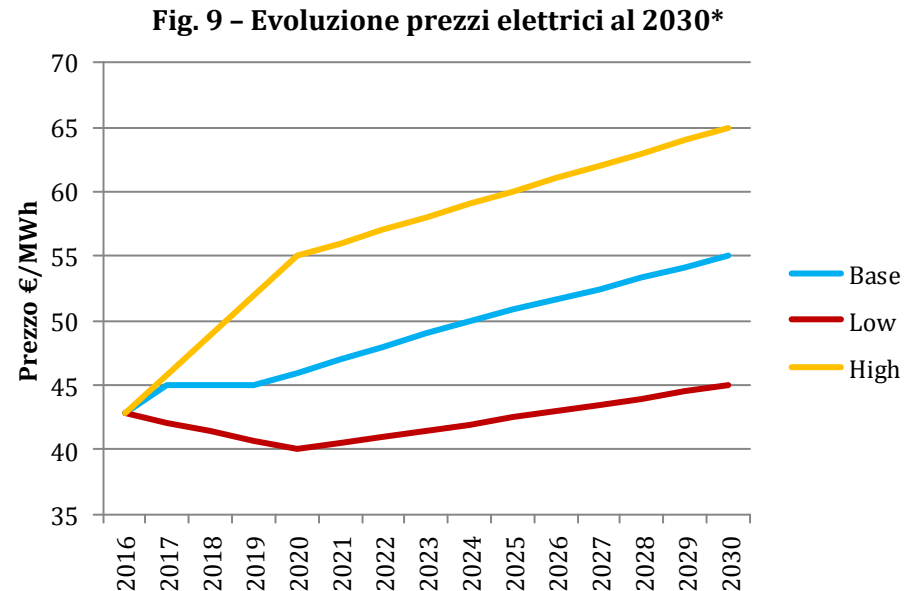
- **scenario low:** prevede un prezzo al 2020 inferiore rispetto allo scenario base ed in linea con le previsioni di Moody's per l'Italia, per poi tornare a crescere nel decennio successivo in linea con l'ipotesi base;
- **scenario high:** considera un trend di crescita più marcato dei prezzi, a seguito di scenari macroeconomici ed energetici più favorevoli e in conseguenza di una domanda elettrica più sostenuta.

TABELLA 3

€/MWh	2016	2030
PUN Low	42,78	45
PUN Base		55
PUN High		65

³ Scenario "450" IEA, peraltro ripreso nella Vision 3 di Entso-e.

* Valori attuali



Fonte: Althesys

5. L'evoluzione dei costi di generazione

Le valutazioni sugli scenari delle FER elettriche al 2030 considerano l'evoluzione dei costi di produzione delle diverse fonti, sintetizzate nella Tabella 3.

Eolico e fotovoltaico, che già hanno vissuto nell'ultimo quinquennio un sensibile calo dei CAPEX, saranno interessate da un'ulteriore diminuzione dei costi di generazione, dovuta ai miglioramenti ancora ottenibili in termini di performance degli impianti. Tali fonti, inoltre, sono caratterizzate da un'elevata disponibilità di risorse naturali in Italia rispetto, ad esempio, ad altre come la geotermia e l'idroelettrico, per le quali il potenziale di sviluppo è ormai limitato.

TABELLA 4 - LCOE [€/MWh]

LCOE	€/MWh	2015	2030 (*)
Eolico	Nuovo On-shore	77,5	62
	Nuovo Off-shore	170	110
	Nuovo Mini	129 - 230	129 - 230
Fotovoltaico	Nuovo Utility Scale	97	55,3
	Nuovo Mini	118,3 (***)	65,5
Idroelettrico	Nuovo Mini	90 - 180	90 - 180
Bioenergie	Rinnovamento	54 - 90	55 - 90
	Nuovo Solido	161 - 219	161 - 219
	Nuovo Liquido	118 - 309	118 - 309
	Nuovo Biogas	135 - 211	135 - 211
	Nuovo WTE (**)	34 - 47	34 - 47
CSP	Nuovo Mini	280 - 320	110 - 120

Fonte: Althesys su dati ANIE Rinnovabili

Nell'elaborazione degli scenari si ipotizzerà trend linearmente decrescenti degli LCOE

* Valori attuali ** Per WTE si considera la sola quota biodegradabile dei rifiuti

*** Valore 2016

Per il costo di generazione del fotovoltaico, sono state prese in considerazione due diverse taglie, utility (> 1 MW) e commerciale-residenziale, in virtù delle sostanziali differenze in termini di costo della tecnologia e condizioni operative. Per le grandi centrali a terra si è assunto un LCOE nel 2016 di 97 €/MWh⁴ e un calo del costo della tecnologia al 2030 pari al 57%⁵. Il costo di generazione al 2030 è stimato in 55,3 €/MWh.

Per le taglie minori, invece, si è assunto un LCOE attuale pari a 118,3 €/MWh e un costo al MWh al 2030 di 65,5 €/MWh, con un calo del CAPEX pari al 36%⁶.

Per l'eolico on-shore, si è assunto un LCOE nel 2015 pari a 77,5 €/MWh⁴ ed una riduzione del costo di generazione al 2030 pari al 33%⁷. Il costo di generazione eolica nel 2030 in Italia, dunque, è pari a 62 €/MWh.

Le grandi centrali off-shore vedono un calo dei costi di generazione del 35%, per circa 110 €/MWh al 2030.

Per mini eolico e mini idroelettrico i costi di generazione considerano un range di valori, data la forte differenziazione dei costi a seconda della taglia. Per i piccoli impianti eolici si è assunto un LCOE al 2015 compreso tra 129 e 230 €/MWh, mentre per quelli idroelettrici si considera un costo minimo di 90 €/MWh e uno massimo di 180 €/MWh. In entrambi i casi si tratta di valori medi emersi da un'analisi che ha coinvolto alcuni tra i principali fornitori di tecnologia italiani⁸. Dato l'elevato grado di maturità tecnologica che interessa questa tipologia di installazioni, il costo di generazione al 2030 si è assunto pari a quello del 2015.

Per il CSP si è assunto un LCOE compreso tra 280 e 320 €/MWh per il 2015 e tra 110 e 120 €/MWh per il 2030. Il dato emerge da un'indagine di ANIE Rinnovabili presso i suoi associati e considera un impianto di 4,5 MW con accumulo di 4 ore.

Infine, per le biomasse si sono presi a riferimento dei range di valori emersi da un'indagine del Politecnico di Milano⁹, pari a 161-219 €/MWh per le biomasse solide, 118-309 €/MWh per i bioliquidi, 135-211 €/MWh per le centrali a biogas e 34-47 €/MWh per gli impianti alimentati a rifiuti. Anche in questo caso, data l'elevata maturità tecnologica, gli LCOE al 2030 sono mantenuti uguali a quelli attuali.

⁴ "IREX Annual Report 2017", Althesys, 2017.

⁵ "Power to change 2016 to 2025", Irena, 2016.

⁶ "IEA Solar energy perspectives.

⁷ Joint institute for strategic energy analysis.

⁸ Indagine condotta tra gli associati di ANIE Rinnovabili.

⁹ Costi di produzione di energia da fonti rinnovabili, Politecnico di Milano, 2013.

6. Lo scenario inerziale

L'ipotesi “**inerziale**” esamina la possibile evoluzione delle FER elettriche sulla base delle attuali condizioni di mercato e dei soli provvedimenti ad oggi già in essere, cioè in uno scenario “no action”.

Principali assumptions

- **Prezzi dell'energia elettrica:** Si considera l'evoluzione dei prezzi prospettata nell'ipotesi base (paragrafo 4).
- **Evoluzione costi di generazione:** Costante per bioenergie, geotermico e idroelettrico. Ipotesi paragrafo 5 per eolico e fotovoltaico.
- **Meccanismi di incentivazione:** Una volta entrati a regime il DM 6/7/2012 e il DM 23/6/2016 non sono ipotizzati altri strumenti di supporto sia per i nuovi impianti che per gli eventuali rifacimenti.
- **Installato FER:** Terminati gli incentivi ad oggi in essere, si ipotizza lo stop totale di nuove installazioni e di rifacimenti, salvo il fotovoltaico, per il quale si assume una crescita pari a 300 MW annui, prevalentemente nel settore retail, in linea con quanto avvenuto nel biennio 2014-2015 e con le attuali previsioni di mercato.
- **Produzione elettrica FER:** Una volta esaurito il periodo di incentivazione, si ipotizza che tutti gli impianti continuino a generare energia fino al termine della vita utile¹⁰ (considerando i rispettivi tassi di decadimento¹¹), ad eccezione delle centrali a biomassa (escluso WTE), per le quali il costo di approvvigionamento – nelle condizioni attuali – potrebbe rendere poco remunerativa la scelta di continuare a produrre a prezzi di mercato.

¹⁰ Vita utile impianti: fotovoltaico 30 anni, eolico 25 anni, idroelettrico ≤ 1 MW 30 anni, tra 1 e 20 MW 40 anni, grande idroelettrico ipotizzato costante, biomasse 15 anni, 20 anni per WTE, geotermoelettrico 50 anni (Fonti: RSE, Althesys).

¹¹ Tassi di decadimento: fotovoltaico 0,5% all'anno, eolico (dai 20 ai 25 anni di vita) 1% all'anno, grande idroelettrico, come da scenario PRIMES UE.

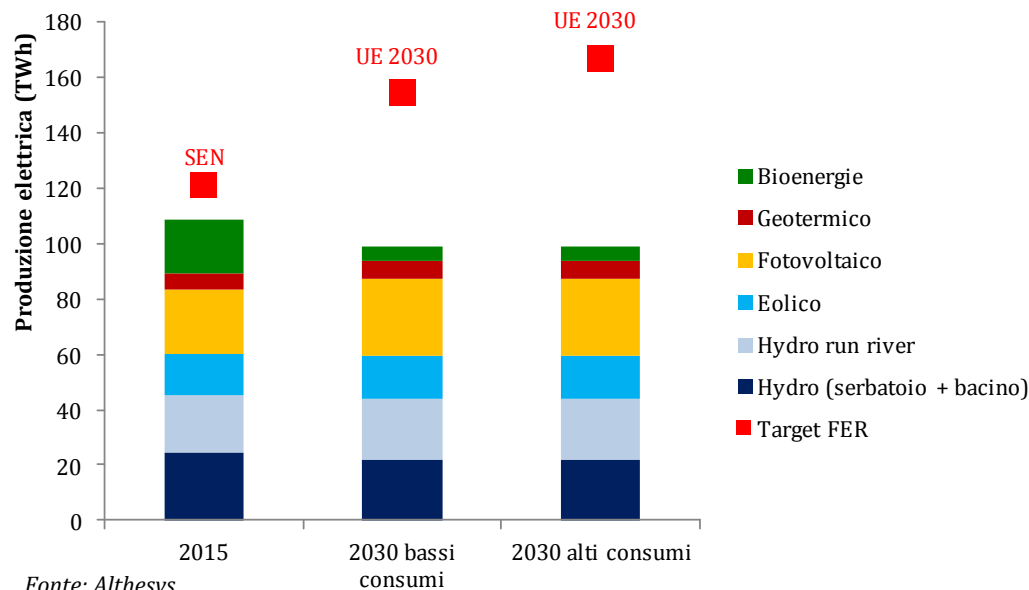
Evoluzione della produzione da FER

Sulla base delle ipotesi descritte è stata effettuata una stima della produzione da FER nello scenario inerziale. Al 30/6/2016, sono circa **921 MW** gli impianti ammessi agli incentivi del DM 6/7/2012 ma non ancora in esercizio. Si ipotizza che tutta la potenza in graduatoria sarà realizzata entro il 2019, per un totale di circa **3,6 TWh** aggiuntivi.

Riguardo al DM 23/6/2016, invece, si sono considerati gli esiti pubblicati dal GSE in merito all'iscrizione ai registri ed alle aste, ad eccezione del solare termodinamico, per il quale le condizioni di sviluppo ad oggi paiono ancora poco favorevoli. Di conseguenza, la nuova capacità rinnovabile che entrerà in esercizio nel quadriennio 2017-2020 raggiunge i **1.180 MW**, con una generazione aggiuntiva di circa **3,2 TWh**.

Ne consegue al 2030 una produzione da FER di circa **98,9 TWh**, corrispondente al **31,2%** dei consumi nello scenario bassi consumi e al **28,9%** in quello alti consumi. In entrambi i casi, si ha un forte deficit di generazione elettrica rinnovabile, pari rispettivamente a **55,8 TWh** (consumi bassi) ed a **68 TWh** (consumi alti, Fig. 10).

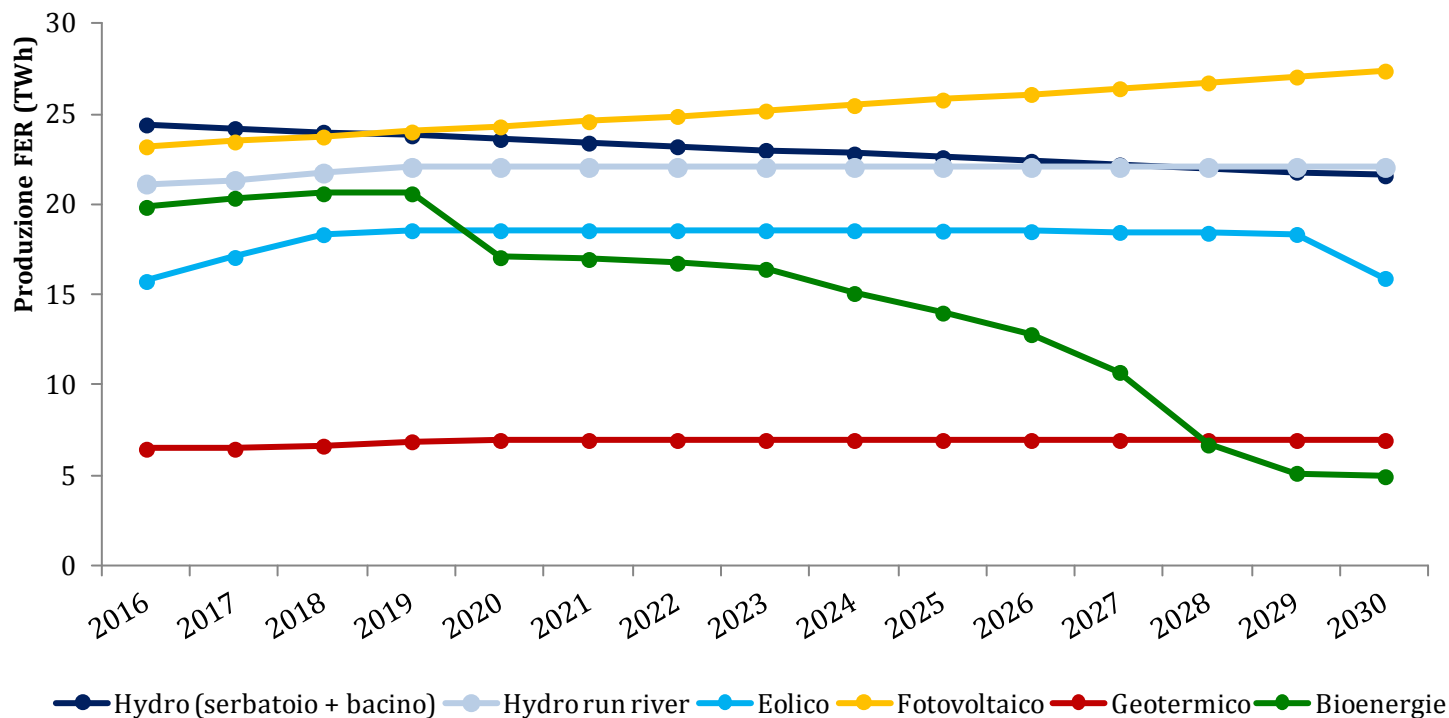
Fig. 10 – Produzione elettrica e target FER 2030 (scenario inerziale)



Fonte: Althesys

L'evoluzione delle singole fonti (Fig. 11) evidenzia il fotovoltaico come la tecnologia che al 2030 contribuisce maggiormente alla generazione da FER, con circa **27,4 TWh** (+4,5 TWh rispetto al 2015). La geotermia ha un andamento pressoché costante, con **6,9 TWh** al 2030. L'idroelettrico, invece, da un lato vede crescere la produzione degli impianti ad acqua fluente (grazie alle nuove installazioni) di circa **1,1 TWh**, dall'altro registra un forte calo della generazione da centrali a serbatoio e bacino, dovuto alla diminuzione della producibilità degli impianti, pari a **3 TWh** al 2030.

Fig. 11 - Andamento produzione elettrica FER per fonte (2015-2030)



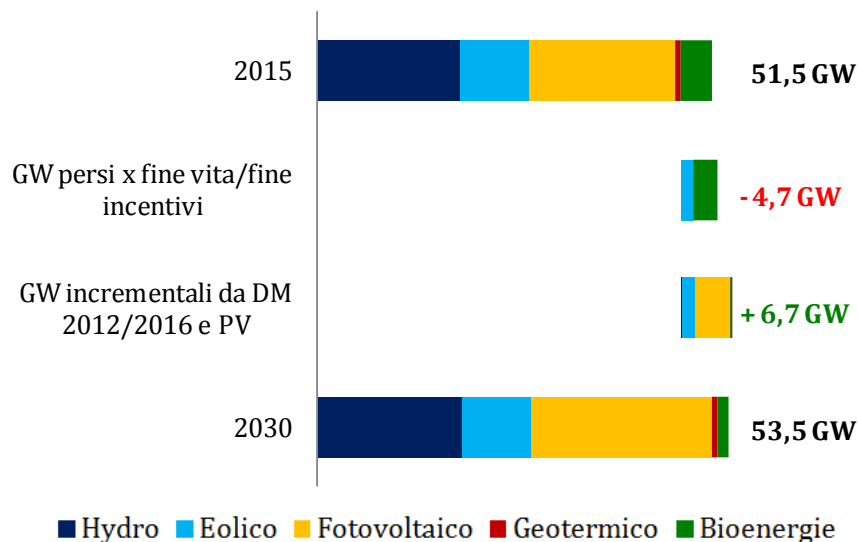
Fonte: Althesys

Biomasse ed eolico, invece, subiscono un brusco rallentamento. La generazione da bioenergie al 2030 è stimata in **4,9 TWh**, in calo del 75% rispetto alla situazione attuale. Ciò è dovuto al progressivo arresto degli impianti una volta terminato il periodo di incentivazione, cioè dal 2023, quando scadranno i primi CV ed alcune centrali (soprattutto a biogas) usciranno dal regime della Tariffa Onnicomprensiva.

Gli impianti eolici più anziani, invece, proseguiranno a produrre anche dopo la scadenza degli incentivi. Tuttavia, per il 2030 è prevista la perdita di circa **2,4 TWh**, a causa della chiusura di alcuni impianti (**1,6 GW**) giunti al termine della vita utile. Rispetto alla situazione attuale, dunque, al 2030 si avrebbe l'uscita di circa **4,7 GW** per fine vita o fermo dovuto al termine dell'incentivazione, compensati da **6,7 GW** di nuova potenza in esercizio grazie ai DM 2012 e 2016 ed alla crescita moderata del fotovoltaico.

Nel complesso, la capacità da FER al 2030 sarebbe pari a **53,5 GW** (Fig 12) e una produzione di 98,9 TWh.

Fig. 12 - Evoluzione potenza installata FER al 2030



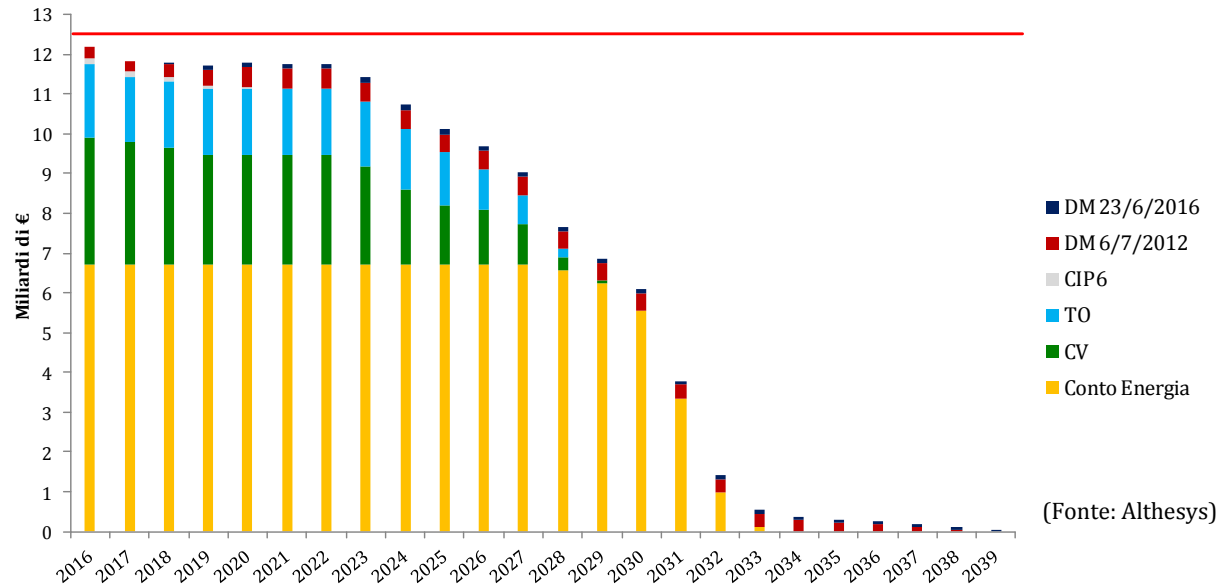
Fonte: Althesys

Andamento degli oneri per l'incentivazione – PUN base

L'evoluzione della generazione elettrica prospettata nello scenario inerziale è caratterizzata da una progressiva riduzione degli oneri dovuti ai meccanismi di incentivazione. In particolare, la spesa aggiuntiva legata al completamento degli impianti non ancora in esercizio del DM 2012 e al DM 2016 per le FER non fotovoltaiche non farà superare il tetto dei 12,5 miliardi di euro (Fig. 13). Il picco di costo, infatti, in questo scenario è già stato raggiunto nel 2016 (**12,2 miliardi** di euro). A partire dal 2017, dunque, si verifica un progressivo calo degli incentivi, trend che subisce una forte accelerazione a partire dal 2023, quando i primi impianti beneficiari dei Certificati Verdi e della Tariffa Onnicomprensiva usciranno dal regime di incentivazione.

L'onere complessivo per il supporto alle rinnovabili elettriche è stimato in **6,2 miliardi** di euro¹² nel 2030, in gran parte dovuto al Conto Energia per il fotovoltaico.

Fig. 13 – Evoluzione contatore oneri incentivazione FER elettriche*



¹² La stima degli oneri dovuti ai DM 6/7/2012 e 23/6/2016 considera l'evoluzione dei prezzi elettrici descritto nelle assunzioni dello scenario inerziale, le tariffe base indicate dai rispettivi decreti e le riduzioni in esito alle aste aggiornate al 30/12/2016.

* A partire dal 2031, la stima degli oneri per i DM 23/6/2016 e 6/7/2012 considera un prezzo pari a quello dell'anno 2030.

Principali evidenze dello scenario inerziale

Dall'analisi dello sviluppo prospettato delle FER nello scenario inerziale emergono alcune considerazioni:

- **Mancato raggiungimento degli obiettivi EU al 2030.** Allo stato attuale, le misure esistenti paiono insufficienti a centrare gli obiettivi indicati dall'Unione Europea. Anche in un ipotetico scenario di bassa crescita dei consumi, infatti, l'energia elettrica prodotta da FER mostra un deficit di circa **55,8 TWh** rispetto al target. La situazione peggiora ulteriormente se si considera un'ipotesi di crescita dei consumi più vivace: in questo caso, il deficit di energia verde necessaria a centrare gli obiettivi al 2030 raggiunge i **68 TWh**.
- **Stop della generazione elettrica da bioenergie.** E' verosimile ipotizzare che al termine del periodo di incentivazione, la maggior parte delle centrali a biomassa (ad eccezione di quelle alimentate a rifiuti) cesserà la produzione. Ciò è dovuto all'incidenza del costo di approvvigionamento che, a meno di una risalita dei prezzi elettrici che oggi pare poco probabile, renderà non conveniente per gli operatori mantenere attivi gli impianti. La conseguente perdita di energia elettrica al 2030 rispetto al 2015 è stimata in **14,5 TWh**.
- **L'invecchiamento del parco eolico.** Nelle attuali condizioni, il rifacimento parziale o totale degli impianti eolici non risulta attrattivo per gli operatori, visti anche gli esiti degli ultimi registri dedicati. Nell'ipotesi inerziale, dunque, l'aumento della produzione garantito dai nuovi impianti ex DM 2012 e DM 2016 è in parte assorbito da un lento e progressivo venir meno della produzione degli impianti più vetusti. Al 2030, la perdita di produzione eolica dovuta al phase-out dei parchi eolici più anziani è stimabile in circa **2,4 TWh**.
- **Calo della producibilità dell'idroelettrico.** Rispetto alla situazione attuale, al 2030 si rischia un calo della produzione dei grandi impianti idroelettrici (**-3 TWh**), solo in parte compensato dalla crescita delle piccole centrali ad acqua fluente (**+1,1 TWh**). L'assenza di interventi normativi e regolatori mirati al grande idroelettrico – che ad oggi vive una fase di incertezza – limiterà gli investimenti degli operatori alle sole opere necessarie alla sicurezza, con il rischio di aumentare la perdita di producibilità di invasi e serbatoi, sempre più penalizzati anche da stringenti vincoli normativi ambientali, quali a titolo esemplificativo il Deflusso Minimo Vitale (DVM).

7. Lo scenario “rinnovamento”

L'ipotesi “**rinnovamento**” esamina la possibile evoluzione delle FER elettriche prevedendo interventi, individuati di concerto con ANIE Rinnovabili, volti a evitare il declino di produzione dovuto all'invecchiamento degli impianti esistenti visto nello scenario inerziale.

Principali assumptions

In aggiunta alle ipotesi adottate per lo scenario inerziale, si considerano i seguenti interventi:

- **Rinnovamento eolico:** si ipotizza l'integrale rifacimento di circa 3,5 GW di impianti, pari all'intero potenziale di rinnovamento ad oggi¹³. Si sono ipotizzati 13 bandi nel periodo 2018-2030 così suddivisi:
 - 2018-2021: rinnovamento dei primi impianti giunti a scadenza di incentivazione e installati fino al 2004 (589 MW complessivi). La nuova potenza risultante sarà pari a 1.291 MW;
 - 2022-2025: rinnovamento degli impianti realizzati tra il 2005 e il 2006 (1.001 MW). La nuova potenza sarà pari a 2.502 MW;
 - 2026-2030: sostituzione di tutti gli impianti realizzati tra il 2006 ed il 2008 (1.948 MW). La nuova potenza sarà pari a 4.187 MW.
- **Rinnovamento idroelettrico:** lo scenario considera il rinnovamento di circa 3,1 GW di impianti idroelettrici a bacino-serbatoio¹⁴. Gli interventi, ipotizzati a partire dal 2021, sono finalizzati al mantenimento dei livelli di producibilità attuali e permettono di annullare il declino della produzione idroelettrica previsto negli scenari PRIMES UE e in quello inerziale.
- **Sostegno alle biomasse:** si ipotizza l'introduzione di misure volte a supportare gli impianti a biomasse esistenti, ad eccezione del WTE, una volta terminati gli attuali meccanismi (TO e Certificati Verdi in particolare). La misura interessa circa 3 GW per ulteriori 10 anni successivi all'anno di uscita dalle misure di incentivazione vigenti.

¹³ “Il rinnovamento del parco eolico italiano”, Althesys, 2016.

¹⁴ Tale valore è sensibilmente inferiore al potenziale totale di rinnovamento.

Evoluzione della produzione da FER

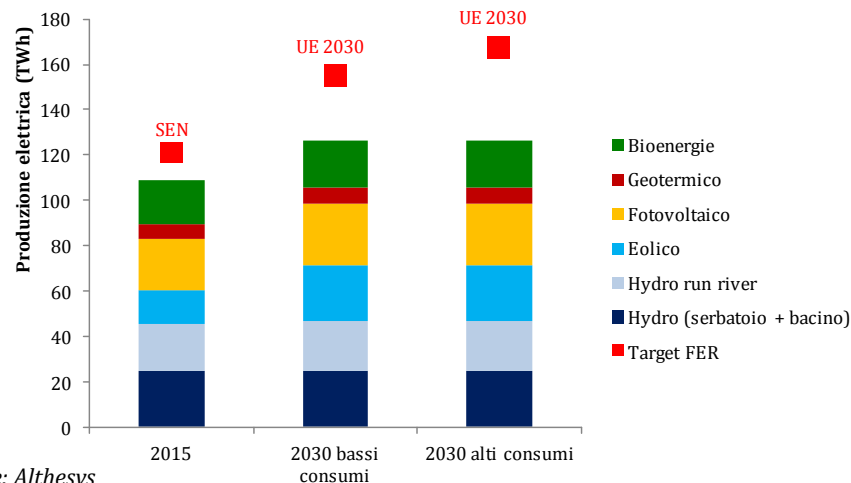
Nel complesso, la produzione da FER nello scenario rinnovamento al 2030 si attesta a **126,6 TWh**, pari al 40% dei CFL nell'ipotesi bassi consumi e al 37% in quella alti consumi. In entrambi i casi, si registra un deficit rispetto ai target UE pari rispettivamente a 28 TWh e 40,3 TWh, a seconda delle ipotesi sui consumi (Fig. 14).

L'eolico contribuisce con circa 24,8 TWh, un incremento del 56% rispetto all'ipotesi no action. Gli interventi di rinnovamento nell'eolico, dunque, permettono una produzione aggiuntiva al 2030 di circa **8,8 TWh**, grazie all'incremento delle taglie medie delle turbine ed a un contestuale miglioramento dei livelli di producibilità rispetto alle macchine più vetuste¹⁵.

Al 2030 si registra un incremento di circa **3 TWh** di produzione idroelettrica rispetto allo scenario inerziale, grazie all'avvio degli interventi sugli impianti a bacino e serbatoio.

Le biomasse, infine, in questo scenario producono circa 20,8 TWh al 2030, con un aumento netto rispetto allo scenario inerziale di circa **15,9 TWh**.

Fig. 14 - Produzione elettrica e target FER 2030 (scenario rinnovamento)



Fonte: Althesys

¹⁵ Le ore di funzionamento adottate per la stima della produzione sono pari a 2.000 (fonte: Althesys-RSE).

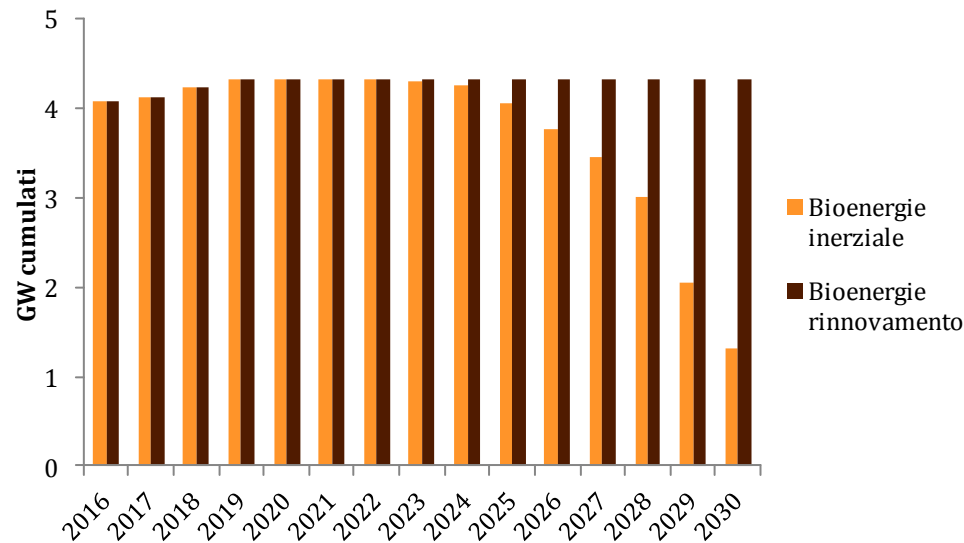
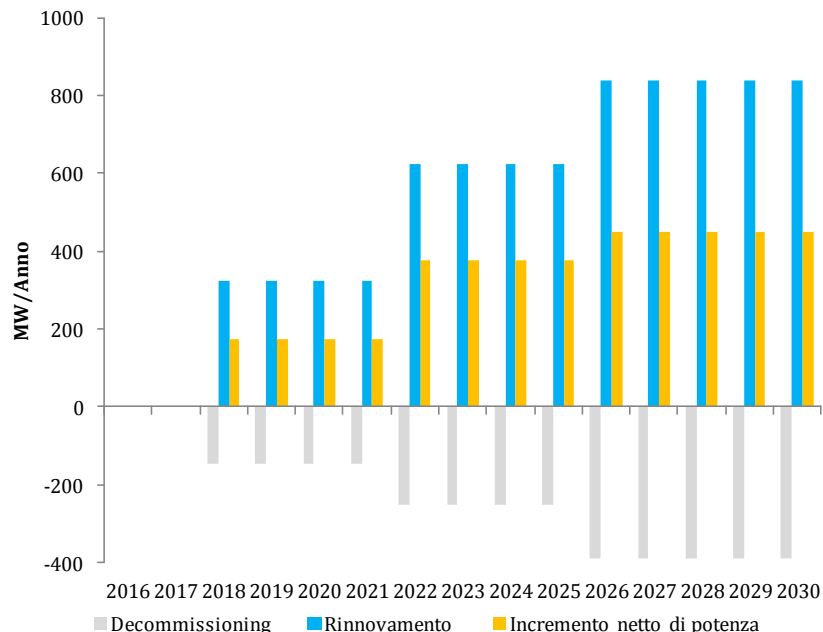
In termini di potenza, installata gli impianti FER nello scenario rinnovamento raggiungono i **61 GW**. Di questi, fotovoltaico e geotermico mantengono gli stessi valori dello scenario inerziale (rispettivamente 23,4 e 0,9 GW), così come l'idroelettrico (18,8 GW). Quest'ultimo, tuttavia, è oggetto di interventi tra il 2021 ed il 2030, volti all'aumento della producibilità, ma non della potenza installata.

L'eolico registra da un lato il decommissioning di circa 3,5 GW, dall'altro l'entrata in esercizio 8 GW di impianti rinnovati. Nel complesso, la potenza netta risultante dal rifacimento somma a 4,5 GW, per un installato totale al 2030 di **13,6 GW** (Fig. 15).

Per le biomasse, invece, l'intervento di supporto alle centrali in uscita dai meccanismi di incentivazione permette di evitare il decommissioning di circa 3 GW (Fig. 16), consentendo di raggiungere una potenza al 2030 di **4,3 GW**.

Fig. 15 - Scenario rinnovamento: andamento della potenza eolica

Fig. 16 - Scenario rinnovamento: andamento della potenza delle bioenergie



Fonte: Althesys

I costi nello scenario “rinnovamento”

Rispetto allo scenario inerziale, l'ipotesi di rinnovamento considera oneri aggiuntivi dovuti agli interventi per eolico e idroelettrico da un lato, ed al supporto per gli impianti a biomasse dall'altro.

- **Rinnovamento eolico:** la valutazione sugli oneri legati agli interventi sull'eolico considera una tariffa incentivante base di 66 €/MWh (esiti ultime aste DM 23/6/2016) erogata per 20 anni, ridotta del 5% per gli interventi programmati tra il 2016 ed il 2020 e del 12% per quelli nel periodo 2021-2030. Nel complesso, il costo per ammodernare i 3,5 GW eolici oggetto di rifacimento assomma a **1,4 miliardi di euro**.
- **Rinnovamento idroelettrico:** la stima degli investimenti per rinnovare parte del parco idroelettrico indica un costo di circa 2,9 miliardi di euro, pari a 32,8 €/MWh (ipotizzando un ammortamento degli interventi in 30 anni)¹⁶. La tariffa utilizzata per la stima è pari a 60,8 €/MWh ed include sia il costo per il rifacimento che i costi operativi (assunti pari a 28 €/MWh¹⁷). Nel complesso, l'onere totale per il rinnovamento di 3,1 GW di idroelettrico assomma a **569 milioni di euro** (al netto della vendita di energia elettrica).
- **Sostegno alle biomasse:** il costo complessivo per mantenere la produzione elettrica da bioenergie una volta terminati gli attuali meccanismi di incentivazione è stimato in circa **3,7 miliardi di euro**. La tariffa utilizzata si basa sul valore dei soli costi operativi degli impianti per le diverse tipologie di biomasse e viene erogata per 10 anni.
- **Rinnovamento fotovoltaico:** circa 3,8 GW di parchi FV con taglia < 1 MW termineranno tra il 2031 e il 2032 il periodo di incentivazione e si renderà necessaria l'adozione di misure di rinnovamento su impianti soggetti a clausole di smantellamento e bonifica dei terreni previsti dalle autorizzazioni concesse

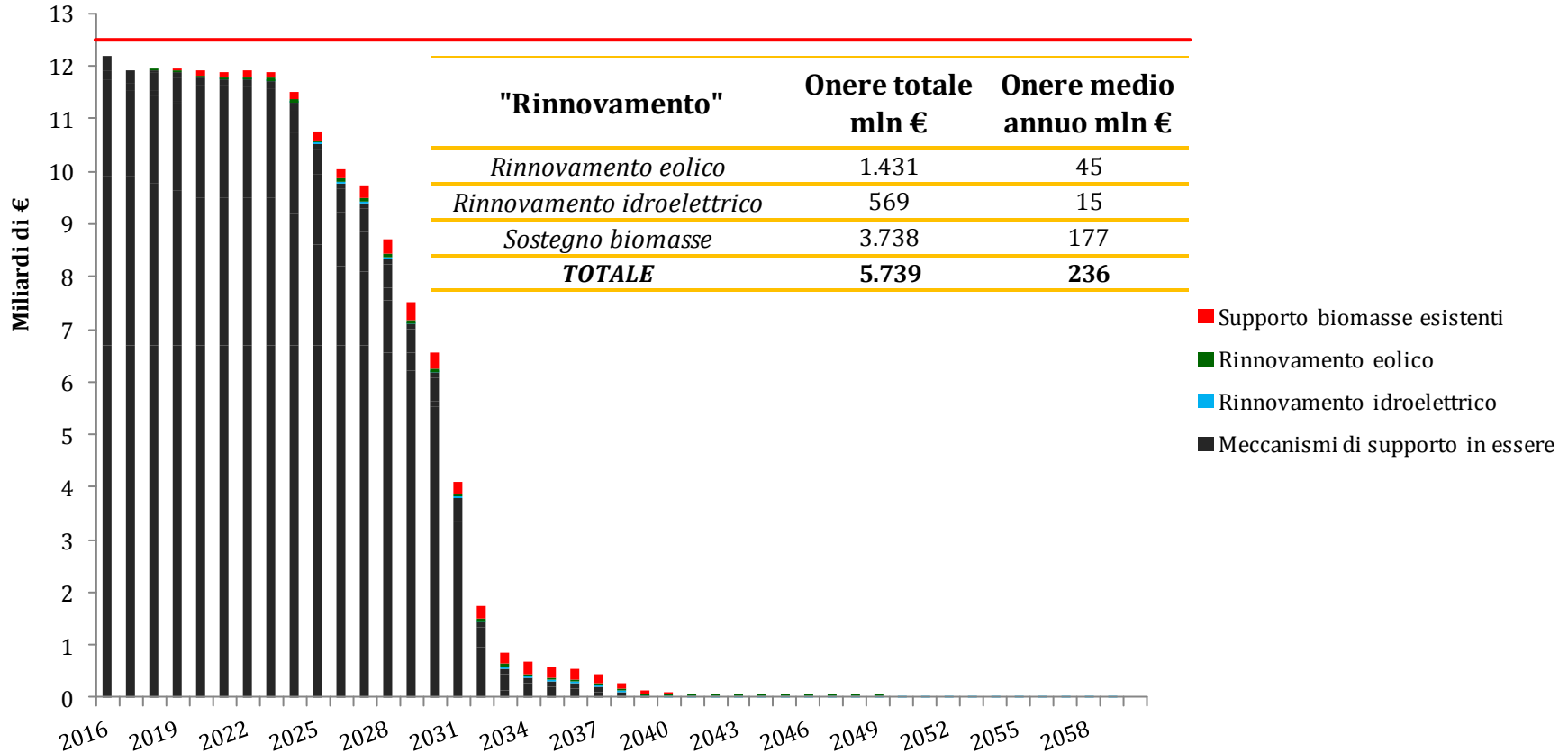
¹⁶ Il valore è ampiamente sovrastimato, dato che la vita utile, qui assunta convenzionalmente in 30 anni, è in realtà nettamente superiore.

¹⁷ Fonte: GSE

Andamento degli oneri per l'incentivazione nello scenario "rinnovamento" - PUN base

L'evoluzione del contatore degli oneri di incentivazione nell'ipotesi "rinnovamento" è mostrato in Figura 17. Nonostante alcuni interventi (come il supporto alle biomasse) siano di una certa entità, il costo complessivo annuo delle iniziative di supporto resta abbondantemente sotto il tetto dei 12,5 miliardi di euro. Al 2030, l'onere complessivo legato agli incentivi in essere e a quelli prospettati nello scenario rinnovamento assomma a **6,6 miliardi di euro**, in crescita di circa 400 milioni rispetto a quanto stimato nello scenario inerziale.

Fig. 17 - Evoluzione contatore oneri incentivazione FER elettriche (scenario rinnovamento)



Fonte: Althesys

Principali evidenze dello scenario rinnovamento

- **Mancato raggiungimento degli obiettivi EU al 2030:** Nonostante l'adozione di interventi per ammodernare e mantenere in efficienza gli impianti FER esistenti, l'obiettivo UE al 2030 resta ancora distante. Nello scenario rinnovamento, infatti, si registra un deficit di circa **28 TWh** nell'ipotesi di bassi consumi e di **40,3 TWh** in quello alti consumi. Nel 2030, il contributo delle FER elettriche ai consumi finali lordi nello scenario rinnovamento è stimato al **40%** nell'ipotesi bassi consumi ed al **37%** in quella alti consumi.
- **Contributo rinnovamento eolico:** Gli interventi sull'intero potenziale di rinnovamento del parco eolico italiano permettono di beneficiare di circa **257 TWh** aggiuntivi nel periodo 2018-2055, dei quali circa 8,8 TWh nell'anno 2030. L'onere totale è di circa 1,4 miliardi di euro, con una spesa unitaria per il sistema stimata in **5,6 €/MWh**.
- **Contributo rinnovamento idroelettrico:** A fronte di un onere complessivo stimato in 569 milioni di euro, si ottiene maggior energia prodotta dal grande idroelettrico per circa **91 TWh** nel periodo 2021-2060, dei quali 3 TWh nel solo 2030. Il costo unitario per il sistema, nel caso di adozione di politiche per evitare il calo della producibilità dell'idroelettrico nazionale è dunque di **6,3 €/MWh**.
- **Sostegno alle biomasse:** Evitando la chiusura delle centrali a biomassa una volta terminati gli attuali meccanismi di supporto si otterrebbero circa **174 TWh** aggiuntivi nel periodo 2020-2040, dei quali 15 TWh nel solo 2030. Il costo totale è stimato in 3,7 miliardi di euro, per un onere unitario pari a circa **21,4 €/MWh**.
- **Rinnovamento dei parchi fotovoltaici:** saranno da prevedere prima del 2030 misure specifiche

Nel complesso, le misure messe in campo nello scenario rinnovamento permettono di aggiungere circa **522 TWh** nel periodo 2018-2060, dei quali 26 TWh nel solo 2030. Il costo totale dello scenario ammonta a 5,7 miliardi di euro, per un onere unitario stimato in **11 €/MWh**.

Infine, si segnala che circa 3,8 GW di impianti fotovoltaici di potenza compresa tra gli 800 kW ed 1 MW saranno progressivamente dismessi a partire dal 2031, con conseguente perdita di generazione elettrica da fonte solare.

8. Lo scenario “target UE”

L'ipotesi “**Target UE**” mira a centrare i target UE al 2030, colmando il deficit di generazione emerso nello scenario rinnovamento in entrambe le ipotesi sui consumi, con azioni definite di concerto con ANIE Rinnovabili.

Principali assumptions

In aggiunta alle azioni adottate nello scenario rinnovamento, risultano quindi necessari i seguenti interventi:

- **Nuovi impianti eolici:** oltre al rinnovamento, si ipotizzano nuovi bandi per costruire **5,3 GW** nell'ipotesi bassi consumi e di **6,4 GW¹⁸** in quella alti consumi. L'entrata in esercizio degli impianti è così suddivisa:

Ipotesi bassi consumi

2020-2023: 300 MW all'anno per complessivi 1,2 GW;
 2024-2025: 500 MW all'anno per 1 GW totali;
 2026-2029: 600 MW all'anno per un totale di 2,4 GW;
 2030: entrata in esercizio degli ultimi 700 MW.

Ipotesi alti consumi

2020-2023: 300 MW all'anno per complessivi 1,2 GW;
 2024-2029: distribuzione progressiva (da 500 MW nel 2024 fino a 1 GW nel 2029)
 2030: entrata in esercizio ultimi 700 MW.

- **Nuovi impianti fotovoltaici:** nel periodo 2017-2030 si ipotizza l'ingresso di **6,8 GW** nell'ipotesi bassi consumi e di **13,6 GW** in quella alti consumi in aggiunta alle installazioni previste nello scenario inerziale, con una quota di impianti utility scale pari al 30% della nuova potenza in entrambi gli scenari sui consumi (**2-4 GW**).
- **CSP:** si prospetta un installato al 2030 di 100 MW (pari all'attuale contingente a disposizione).
- **Mini eolico:** si stima una crescita di circa 10 MW all'anno fino al 2030 (stima su previsione ANEV).
- **Nuovi impianti mini idroelettrico:** si ipotizza l'introduzione di nuovi bandi per la realizzazione di impianti per una potenza totale di **330 MW**, in entrambe le ipotesi sui consumi. L'entrata in esercizio degli impianti è prevista nel decennio 2020-2030 al ritmo di 30 MW all'anno¹⁹.
- **Nuovi impianti bioenergie:** si ipotizza la realizzazione di ulteriori **1,3 GW** di centrali a biomasse, al ritmo di 130 MW all'anno nel periodo 2021-2030, in entrambi gli scenari sui consumi.

¹⁸ L'aggiunta di 6,4 GW di potenza eolica permette di raggiungere il potenziale massimo di installato stimato da ANEV nel documento “Duemilasedici”.

¹⁹ Stima basata sulla serie storica dell'installato mini hydro dell'ultimo triennio.

Evoluzione della produzione da FER

Sulla base delle ipotesi sopra descritte, la produzione elettrica da FER necessaria al 2030 è stimata in 155 TWh nello scenario bassi consumi ed in 167 TWh in quello alti consumi.

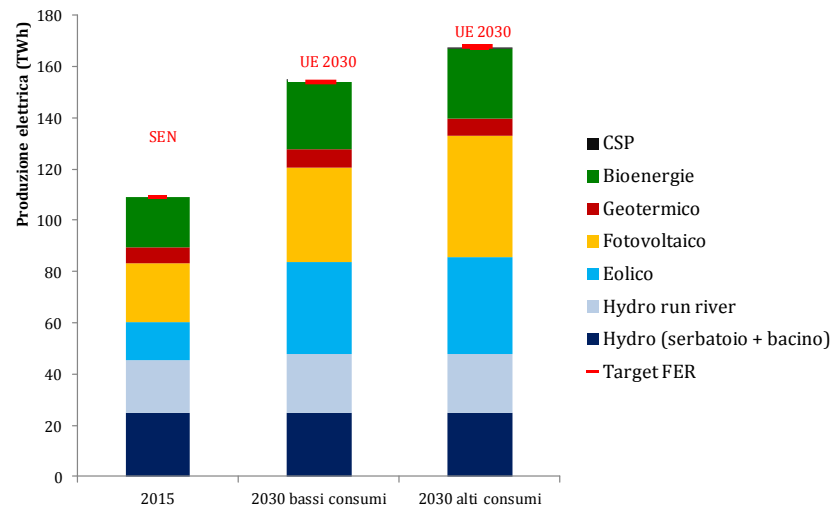
L'eolico apporta circa 35,5 TWh al 2030 nell'ipotesi bassi consumi (37,7 TWh in quella alti), in crescita del 43,1% (52%) rispetto allo scenario rinnovamento.

Il fotovoltaico è la seconda tecnologia per produzione, che raggiunge al 2030 una produzione tra 37,2 - 47,2 TWh a seconda delle ipotesi del trend dei consumi. L'incremento rispetto allo scenario rinnovamento è di circa il 36% nell'ipotesi bassi consumi e del 72% in quella alti consumi. Il contributo del CSP, invece, si attesta a 0,3 TWh al 2030 in entrambi gli scenari.

Al 2030 la produzione idroelettrica è stimata in 48 TWh in entrambe le ipotesi sui consumi, con l'idroelettrico a bacino e serbatoio che contribuisce con 24,6 TWh, mentre i restanti 23,4 TWh sono generati da quello ad acqua fluente (+5,8% rispetto allo scenario "rinnovamento").

La produzione geotermica resta invariata, mentre le bioenergie crescono del 29,3% rispetto allo scenario rinnovamento, con complessivi 26,9 TWh stimati al 2030 in entrambe le ipotesi sui consumi (Figura 18).

Fig. 18 – Produzione elettrica e target FER 2030 (scenario target UE)



Fonte: Althesys

In termini di potenza, le FER nello scenario “target UE” devono raggiungere i **74,9 GW** nell’ipotesi bassi consumi e di **82,8 GW** in quello alti consumi.

L’eolico al 2030 è pari a 19 GW nell’ipotesi bassi consumi e a 20,1 GW in quella alti consumi, con un incremento rispettivamente del 39,7% e del 47,8% rispetto allo scenario del solo rinnovamento.

Il fotovoltaico raggiunge un installato tra 30,2 e 37 GW una crescita tra 29% e 58% in funzione degli scenari sui consumi. Il CSP, invece, raggiunge quota 0,1 GW in entrambe le ipotesi.

L’idroelettrico a serbatoio-bacino resta costante rispetto agli scenari precedenti (13,2 GW), mentre quello ad acqua fluente raggiunge i 5,9 GW al 2030.

La potenza geotermica resta invariata rispetto agli scenari precedenti (0,9 GW), mentre le biomasse raggiungono quota 5,6 GW in entrambe le stime di domanda.

Fig. 19 - Potenza installata FER 2030 (scenario target UE)

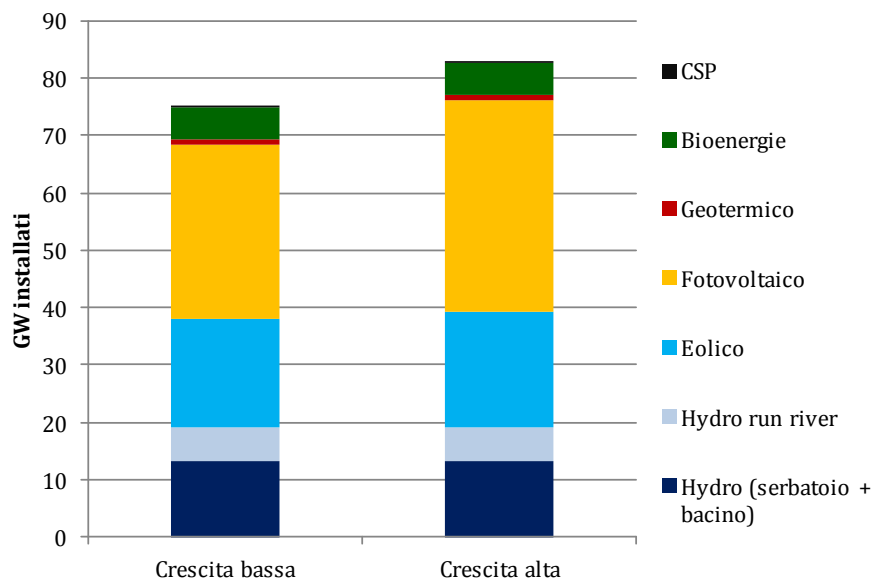
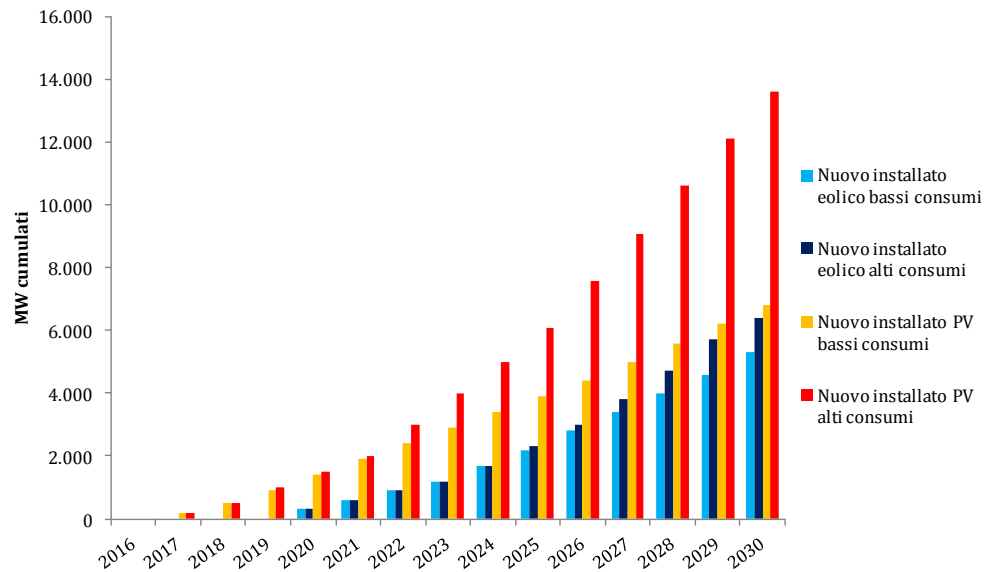


Fig. 20 - Evoluzione nuova potenza PV e eolico (scenario target UE)



Fonte: Althesys

I costi nello scenario “target UE”

Rispetto allo scenario “rinnovamento”, l’ipotesi target UE considera oneri aggiuntivi dovuti allo sviluppo di nuovi impianti eolici, fotovoltaici, mini idroelettrici, a bioenergie e CSP.

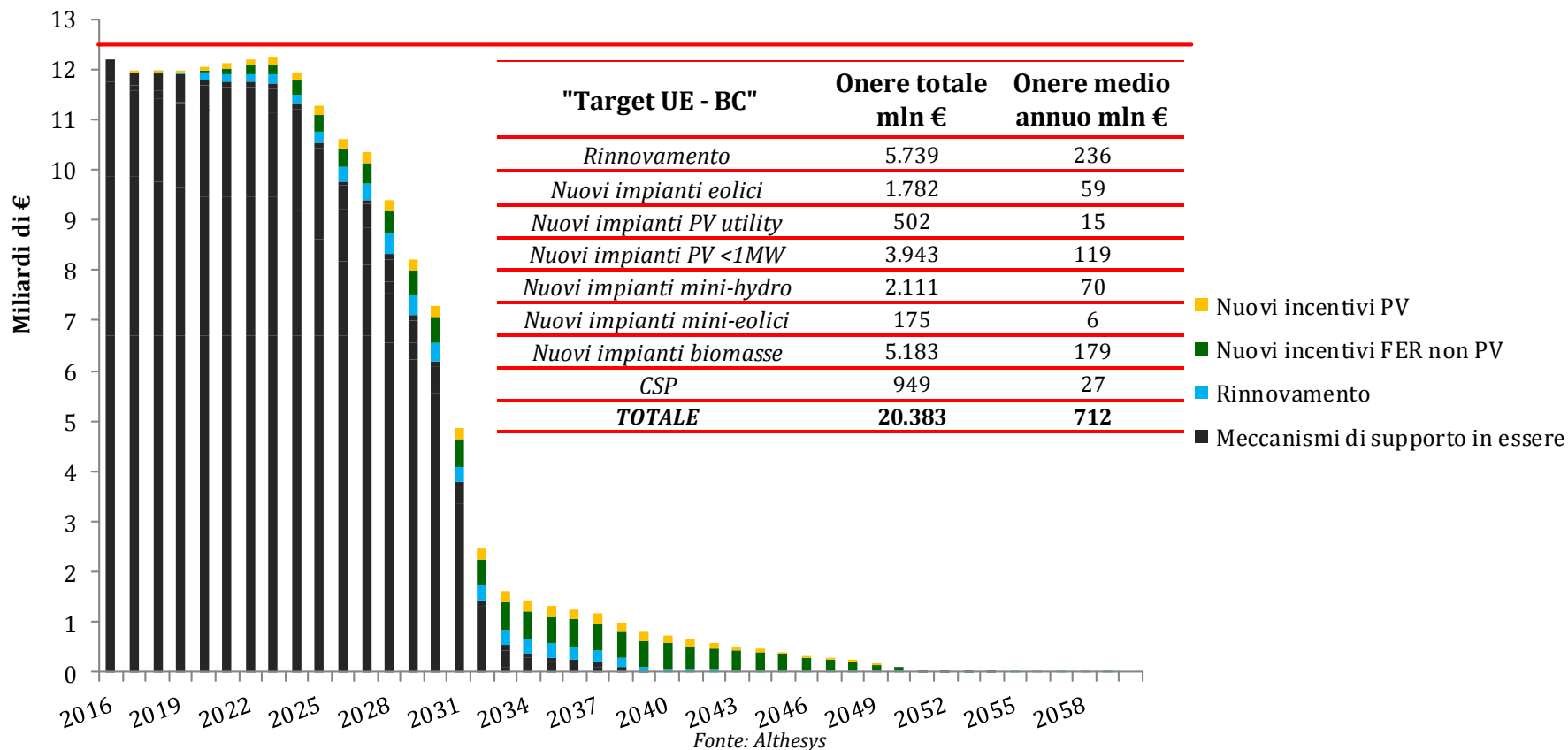
- **Nuovi impianti eolici:** per stima degli oneri si è assunta la tariffa media in esito alle ultime aste del DM 2016, di 66 €/MWh per 20 anni, per gli impianti in esercizio tra il 2018 ed il 2020, mentre per quelli previsti nel decennio 2021-2030 si ipotizzata una riduzione dell’8%²⁰. Il costo totale stimato per tale meccanismo è di **1,8 miliardi di euro** nell’ipotesi bassi consumi e di **2,1 miliardi** in quello alti consumi (al netto della vendita dell’energia elettrica). Per gli impianti mini eolici invece, l’onere totale (175 milioni di euro) è dato dalla differenza tra la media degli LCOE e il prezzo dell’energia elettrica lungo l’intera vita utile (20 anni).
- **Nuovi impianti fotovoltaici:** per le taglie minori di 1 MW, lo scenario confronta l’evoluzione del costo di generazione (paragrafo 5) con l’evoluzione dei prezzi elettrici (paragrafo 4), ipotizzando una tariffa (20 anni) pari al differenziale tra LCOE dell’anno di installazione ed il prezzo dell’energia elettrica. Sulla base di tali ipotesi, il costo per l’intero periodo è di **3,9 miliardi di euro** nello scenario bassi consumi e di **6,8 miliardi** in quello alti consumi. Per gli impianti utility scale, invece, si è ipotizzata una tariffa ventennale di 62,5 €/MWh (esiti ultime aste francesi), per un onere complessivo di **502-983 milioni di €** a seconda delle ipotesi sui consumi.
- **Nuovi impianti mini-hydro:** la stima dell’onere della tariffa per il supporto alle nuove installazioni considera il valore medio degli LCOE esaminati nel paragrafo 6, al netto della vendita dell’energia elettrica (stimata sulla base delle ipotesi evolutive sul PUN). In linea con il meccanismo di incentivazione ad oggi in essere, la durata è ipotizzata in 20 anni. Il costo totale per il sistema, in entrambe le ipotesi sui consumi, è di **2,1 miliardi di euro**.
- **Nuovi impianti a biomasse:** l’onere complessivo per il supporto alle nuove installazioni è stimato in circa **5,2 miliardi di euro** in entrambe le ipotesi sui consumi (al netto della vendita di energia elettrica). La valutazione considera le tariffe medie dei registri del DM 23/6/2016, suddivise per tipo di biomassa ed erogate per 20 anni. La ripartizione tra le diverse soluzioni tecnologiche si basa sulla suddivisione della potenza installata a fine 2016.
- **CSP:** l’installazione di 0,1 GW di solare termodinamico comporta un onere di **949 milioni** di euro. La stima considera una tariffa pari alla differenza tra il costo di generazione e l’evoluzione del PUN, erogata per 25 anni.

²⁰ “Il rinnovamento del parco eolico italiano”, Althesys, 2016.

Andamento degli oneri per l'incentivazione nello scenario "target UE" – PUN base - BC

L'evoluzione del contatore degli oneri di incentivazione nell'ipotesi "target UE", bassi consumi, è mostrato in Figura 21. Nonostante lo scenario consideri un supporto consistente alla realizzazione di nuovi impianti FER, il tetto del contatore fissato a 12,5 miliardi di euro non viene mai raggiunto. Al 2030, l'onere complessivo legato ai meccanismi di supporto in essere e a quelli prospettati nello scenario in esame somma a circa **7,3 miliardi di euro**, mentre il picco massimo si registra nell'anno 2023 (12,2 miliardi di euro).

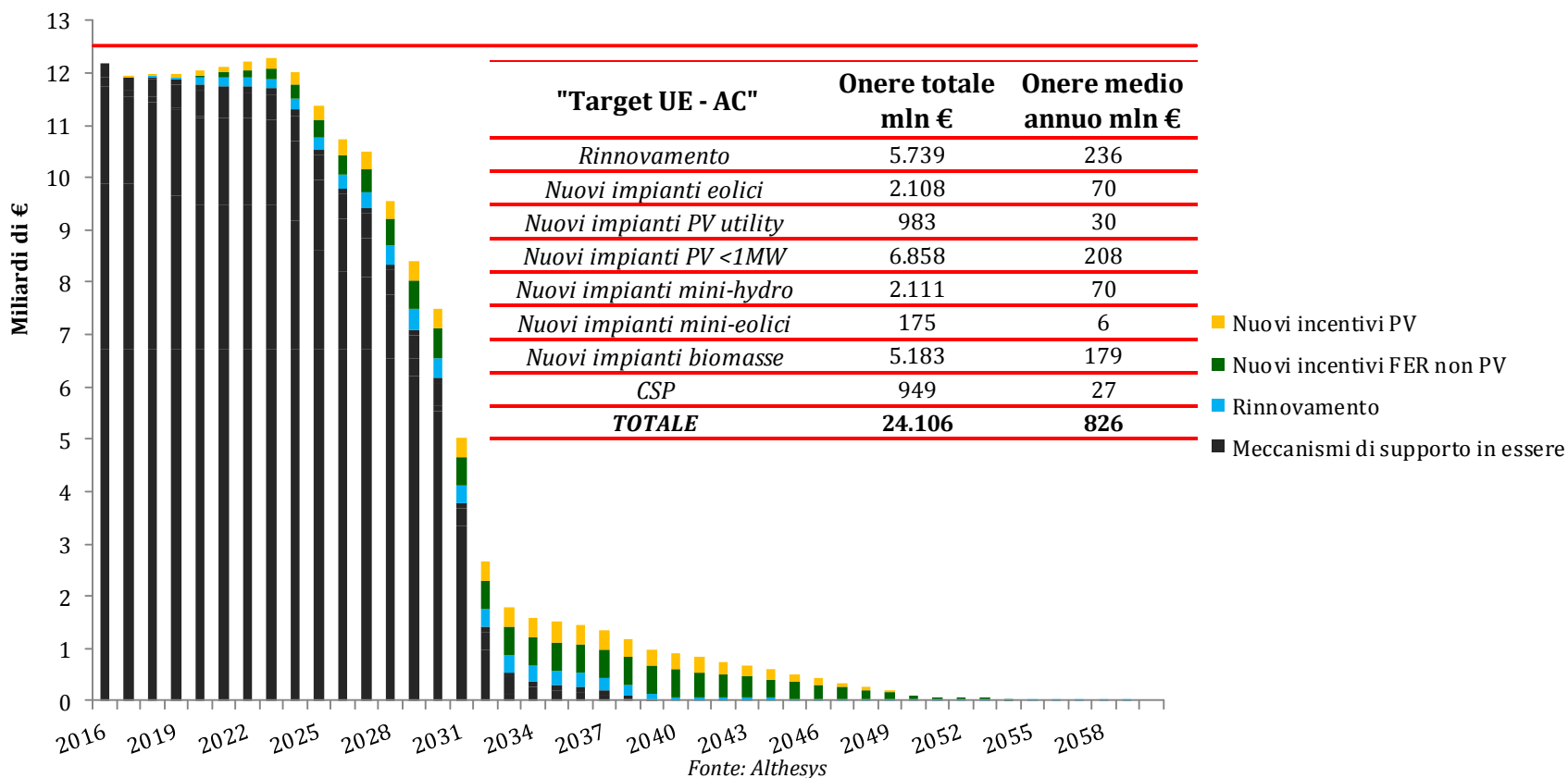
Fig. 21 – Evoluzione contatore oneri incentivazione FER elettriche (scenario target UE – ipotesi bassi consumi)



Andamento degli oneri per l'incentivazione nello scenario "target UE" - PUN base - AC

Diversa la traiettoria del contatore degli oneri lungo l'ipotesi alti consumi (Figura 22). Anche in questo caso il tetto del contatore non viene mai superato, nonostante il forte impulso dato alle nuove installazioni per raggiungere gli obiettivi europei. Al 2030 è prevista una spesa cumulata di circa **7,5 miliardi di euro**, con un onere aggiuntivo rispetto allo scenario bassi consumi di circa 300 milioni di euro, mentre il picco di costo si verifica al 2023, in linea con quanto emerso nell'ipotesi bassi consumi.

Fig. 22 - Evoluzione contatore oneri incentivazione FER elettriche (scenario target UE - ipotesi alti consumi)



Principali evidenze dello scenario target UE

- Per raggiungere una quota di consumi finali lordi coperti da FER elettriche pari al 48,8% è necessario un nuovo impulso alle installazioni, anche nell'ipotesi di evoluzione piatta dei consumi elettrici.
- **Nuovi impianti eolici.** Gli interventi volti a supportare le nuove installazioni permetterebbero la produzione di circa **265 TWh** nel periodo 2020-2055 nello scenario bassi consumi (**320 TWh** nell'ipotesi alti consumi), dei quali 10,6 TWh nel 2030 (12,8 TWh con alti consumi). L'onere totale è tra 1,8 e 2,1 miliardi di euro a seconda della domanda di energia elettrica, per un onere medio unitario tra **6,7 e 6,6 €/MWh**. Questo differisce nei due scenari di consumo per via delle diverse ipotesi di distribuzione negli anni dell'installazione dei nuovi impianti.
- **Nuovi impianti fotovoltaici.** Per le installazioni minori di 1 MW, l'onere totale è di 3,9-6,8 miliardi di euro a seconda delle ipotesi sui consumi. Tali interventi consentono la generazione di circa **201 TWh-408 TWh** nel periodo 2017-2060, 7-14 TWh dei quali al 2030, per un onere medio unitario di **19,6 €/MWh** nell'ipotesi bassi consumi e di **16,8 €/MWh** in quello alti consumi. Il supporto agli utility scale permette la produzione di **86-175 TWh** tra 2017 e 2060, 3-6 TWh dei quali nel 2030, con un onere medio unitario di **5,9-5,6 €/MWh** a seconda delle ipotesi sui consumi. L'onere complessivo oscilla tra 502 e 983 milioni di €.
- **Nuovi impianti mini-hydro.** A fronte di un onere totale stimato in 2,1 miliardi di euro, si ottiene una produzione dall'idroelettrico fluente di circa **39 TWh** nel periodo 2020-2060, dei quali 1,3 TWh nel solo 2030. L'onere medio unitario per il sistema, nel caso di supporto alla realizzazione di nuovi impianti è pari a **54 €/MWh**.
- **Nuovi impianti mini eolici.** L'onere per la crescita di queste installazioni assomma a 175 milioni di euro e permette la produzione di circa **2 TWh** complessivi, 0,08 dei quali al 2030. L'onere medio unitario per il sistema è pari a **105 €/MWh**.
- **Nuovi impianti biomasse.** Il supporto permette di disporre di circa **121,6 TWh** nel periodo 2021-2050, 6 TWh dei quali al 2030, in entrambe le ipotesi sui consumi. L'onere complessivo del meccanismo è stimato in circa 5,2 miliardi di euro, per un onere medio unitario di **43 €/MWh**.
- **CSP:** la produzione complessiva è stimata in **10 TWh**, 0,3 dei quali al 2030. L'onere totale è pari a 949 milioni di euro, con un onere medio unitario di **93 €/MWh**.

Nel complesso, le misure messe in campo nello scenario "target UE" permettono di aggiungere rispetto all'ipotesi inerziale circa **1.247-1.598 TWh** nel periodo 2017-2060 a seconda dei consumi, dei quali 54,6-66,8 TWh nel solo 2030. L'onere addizionale di questo scenario ammonta a 20-24 miliardi di euro (compresi gli interventi di rinnovamento), per un onere medio stimato tra **16,3 €/MWh** e **15,1 €/MWh** a seconda dell'evoluzione dei consumi.

9. Il quadro complessivo degli scenari

- Lo **scenario inerziale** evidenzia un **deficit** di circa **55,8-68 TWh** rispetto ai target europei ed un **peggioramento complessivo della produzione da FER**, che passa dagli attuali 108,9 TWh (33,5% dei consumi) a circa 99 TWh, con un **calo del 9%**.
- L'ipotesi **rinnovamento** permette di **fermare il declino della produzione elettrica verde** (126,6 TWh al 2030, +16% rispetto al 2015) grazie ai **solli interventi di rinnovamento e supporto agli impianti esistenti**, con un onere medio annuo pari a **236 milioni di euro**. Ciononostante, si evidenzia un **deficit** rispetto ai target compreso tra **28 e 40,3 TWh**.
- Lo **scenario Target UE** permette di **centrare gli obiettivi UE** con un costo medio annuo tra **712 e 826 milioni €**, ipotizzando non solo le azioni di rinnovamento, ma anche un **impulso alle nuove installazioni**.

TABELLA 5

		2015	"Inerziale"	"Rinnovamento"	Target UE	
					Bassi Consumi	Alti Consumi
Eolico	[GW]	9,2	9,2	13,6	19,0	20,1
	[TWh]	14,8	15,9	24,8	35,5	37,7
Fotovoltaico	[GW]	18,9	23,4	23,4	30,2	37,0
	[TWh]	22,9	27,4	27,4	37,2	47,2
Hydro (serbatoio + bacino)	[GW]	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
	[TWh]	24,6	21,6	24,6	24,6	24,6
Hydro run river	[GW]	5,3	5,6	5,6	5,9	5,9
	[TWh]	20,9	22,1	22,1	23,4	23,4
Geotermico	[GW]	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
	[TWh]	6,2	6,9	6,9	6,9	6,9
Bioenergie	[GW]	4,1	1,3	4,3	5,6	5,6
	[TWh]	19,4	4,9	20,8	26,9	26,9
CSP	[GW]	-	-	-	0,1	0,1
	[TWh]	-	-	-	0,3	0,3
TOTALE	[GW]	51,5	53,5	126,6	74,9	82,8
	[TWh]	108,9	98,9		154,8	167,0
% FER - BC		33,2%	31,2%	40,0%	48,8%	-
% FER - AC			28,9%	37,0%	-	48,8%
Deficit TWh vs Target UE - BC			-55,8	-28,0	-	-
Deficit TWh vs Target UE - AC			-68,0	-40,3	-	-

Fonte: Althesys

TABELLA 6 - Confronto delle possibili azioni - PUN Base

Scenario	Azioni	Δ TWh totali	Δ TWh anno	Δ Onere totale [mln €]	Δ Onere medio annuo [mln €]	Δ Onere medio [€/MWh]	Vita utile	CO ₂ evitata [mln ton]
"Rinnovamento"	<i>Rinnovamento eolico</i>	257	9	1.431	45	5,6	25 anni	166
	<i>Rinnovamento idroelettrico</i>	91	3	569	15	6,3	30 anni	59,1
	<i>Sostegno biomasse</i>	174	15	3.738	177	21,4	10 anni	83,4
"Target UE"	<i>Nuovi impianti eolici</i>	(BC) 265 (AC) 320	10,6 12,8	1.782 2.108	59 70	6,7 6,6	25 anni	170,8 206,2
	<i>Nuovi impianti PV Utility</i>	(BC) 86 (AC) 175	3 6	502 983	15 30	5,9 5,6	30 anni	52,4 107,1
	<i>Nuovi impianti PV < 1 MW</i>	(BC) 201 (AC) 408	7 14	3.943 6.858	119 208	19,6 16,8	30 anni	122,6 249
	<i>Nuovi impianti biomasse</i>	122	6	5.183	179	43	20 anni	58
	<i>Nuovi impianti mini-hydro</i>	39	1,3	2.111	70	54	30 anni	26
	<i>Nuovi impianti mini-eolici</i>	2	0,08	175	6	105	20 anni	1
	<i>CSP</i>	10	0,3	949	27	93	30 anni	7
	TOTALE (bassi consumi)	1.247	54,6	20.383	712	16,3		746,1
	TOTALE (alti consumi)	1.598	66,8	24.106	827	15,1		962,6

BC: bassi consumi
AC: alti consumi

Fonte: Althesys

Valori arrotondati

10. La proposta ANIE Rinnovabili

Sulla base delle evidenze delle precedenti analisi, ANIE Rinnovabili ha ritenuto di costruire un proprio specifico scenario, con l'obiettivo di centrare gli obiettivi UE al 2030 minimizzando i costi per il sistema (stimati nello scenario "Target UE"). Le ipotesi considerano, da un lato il merito economico delle singole policy presentate in tabella 6, dall'altro i diversi potenziali di crescita delle varie fonti già esaminati in precedenza.

Principali assumptions

- **Azioni di "rinnovamento":** l'ipotesi ANIE Rinnovabili considera tutti provvedimenti adottati nello scenario "rinnovamento", ovvero gli interventi di revamping di tutto il potenziale eolico, di parte di quello idroelettrico ed il supporto alle biomasse esistenti una volta terminato l'attuale periodo di incentivazione. Tali azioni, infatti, sono caratterizzate da un costo unitario per il sistema tra i più bassi tra quelli analizzati.
- **Nuovi impianti eolici:** si ipotizza di costruire **6,4 GW** di potenza eolica aggiuntiva in entrambe le ipotesi di crescita dei consumi. La realizzazione dei nuovi impianti eolici, infatti, ha un costo unitario per il sistema pari a 6,6 €/MWh, il più basso tra le ipotesi per le nuove costruzioni.
- **Mini eolico:** si stima una crescita di circa 10 MW all'anno fino al 2030 (stima su previsione ANEV).
- **CSP:** si prospetta un installato al 2030 di 50 MW.
- **Nuovi impianti mini idroelettrico:** si ipotizza la realizzazione di impianti per una potenza totale di **330 MW**, in entrambe le ipotesi sui consumi. L'entrata in esercizio degli impianti è prevista nel decennio 2020-2030 al ritmo di 30 MW all'anno.
- **Nuovi impianti fotovoltaici:** nel periodo 2020-2030 si ipotizza l'ingresso di **9,1 GW** nell'ipotesi bassi consumi e di **17,3 GW²¹** in quella alti consumi. Nel dettaglio, la proposta considera l'installazione di 5 GW utility scale a partire dal 2026, in entrambe le ipotesi sui consumi. Questa distribuzione temporale considera l'evoluzione del LCOE dei grandi impianti, che renderà sempre più economicamente sostenibili gli investimenti a partire dal 2025. La restante quota di nuova potenza è destinata agli impianti sotto il MW.

²¹ Il potenziale di sviluppo è in linea con gli spazi ed i siti idonei alle installazioni di impianti fotovoltaici in Italia.

Evoluzione della produzione da FER

Sulla base delle ipotesi sopra descritte, la produzione elettrica da FER necessaria per cogliere i target UE al 2030 è stimata in **155 TWh** nello scenario bassi consumi ed in **167 TWh** in quello alti consumi.

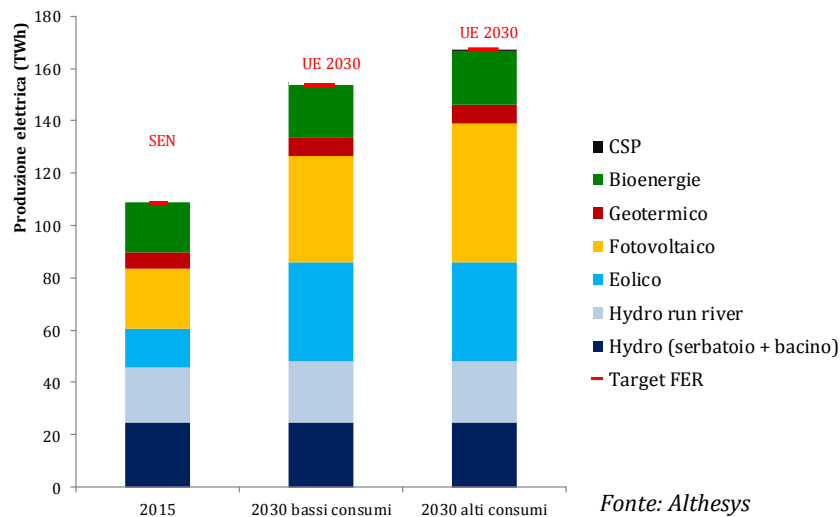
L'eolico apporta circa **37,7 TWh** al 2030 in entrambe le ipotesi sui consumi, in linea con quanto emerso per lo scenario "Target UE - Alti consumi".

Il fotovoltaico raggiunge al 2030 tra **41 e 53,3 TWh** a seconda delle ipotesi sui consumi. L'incremento rispetto allo scenario "Target UE" è di circa 3,8 TWh nell'ipotesi bassi consumi e di 6,1 TWh in quella alti consumi. Per il CSP si stima una generazione di circa 0,16 TWh in entrambe le ipotesi di domanda.

Al 2030 la produzione idroelettrica è stimata in **48 TWh** in entrambe le ipotesi sui consumi, con l'idroelettrico a bacino e serbatoio che contribuisce con 24,6 TWh, mentre i restanti 23,4 TWh sono generati da quello ad acqua fluente (+5,8% rispetto allo scenario "rinnovamento").

La produzione geotermica resta invariata rispetto all'evoluzione "target UE", mentre le bioenergie restano ai livelli dello scenario "rinnovamento", pari a **20,8 TWh** in entrambe le ipotesi sui consumi.

Fig. 23 - Produzione elettrica e target FER 2030 (scenario ANIE Rinnovabili)



Fonte: Althesys

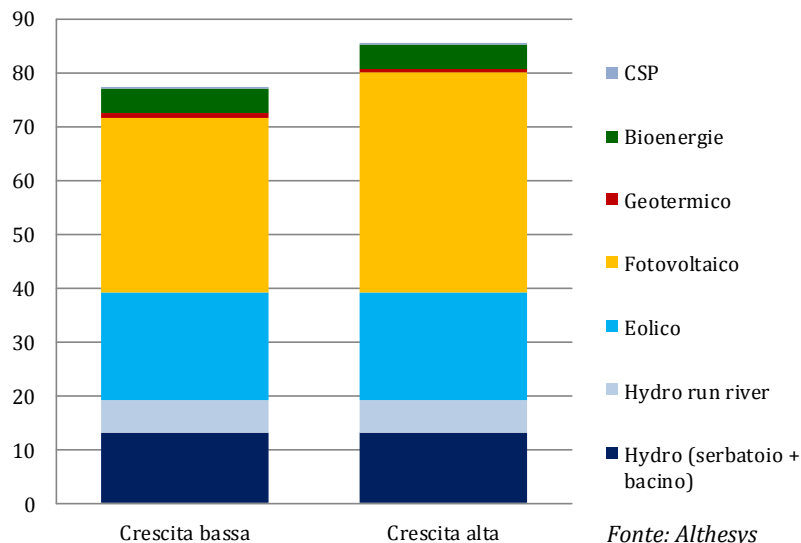
In termini di potenza, le FER nello scenario “ANIE Rinnovabili” devono raggiungere i **77 GW** nell’ipotesi bassi consumi e **85,2 GW** in quello alti consumi, con un incremento pari rispettivamente a 2,1 e 2,4 GW rispetto all’ipotesi “Target UE”.

L’eolico al 2030 è pari a 20,1 GW in entrambe le ipotesi sui consumi, in linea con quanto emerso nello scenario “Target UE – Alti consumi”.

Il fotovoltaico, invece, raggiunge un installato tra 32,5 e 40,7 GW a seconda delle ipotesi di andamento dei consumi, con una crescita di circa 2,3 e 3,7 GW rispetto all’ipotesi “Target UE”. Il CSP, invece, si attesta al 2030 a quota 0,05 GW in entrambe le ipotesi sulla domanda.

L’idroelettrico a serbatoio-bacino resta costante rispetto agli scenari precedenti (13,2 GW), mentre quello ad acqua fluente raggiunge i 5,9 GW al 2030 (come da scenario Target UE). La potenza geotermica resta invariata rispetto agli scenari precedenti (0,9 GW), mentre le biomasse si fermano a quota 4,3 GW in entrambe le stime di domanda (come da scenario “rinnovamento”).

Fig. 24 - Potenza installata FER 2030 (scenario ANIE Rinnovabili)



Fonte: Althesys

I costi nello scenario “ANIE Rinnovabili”

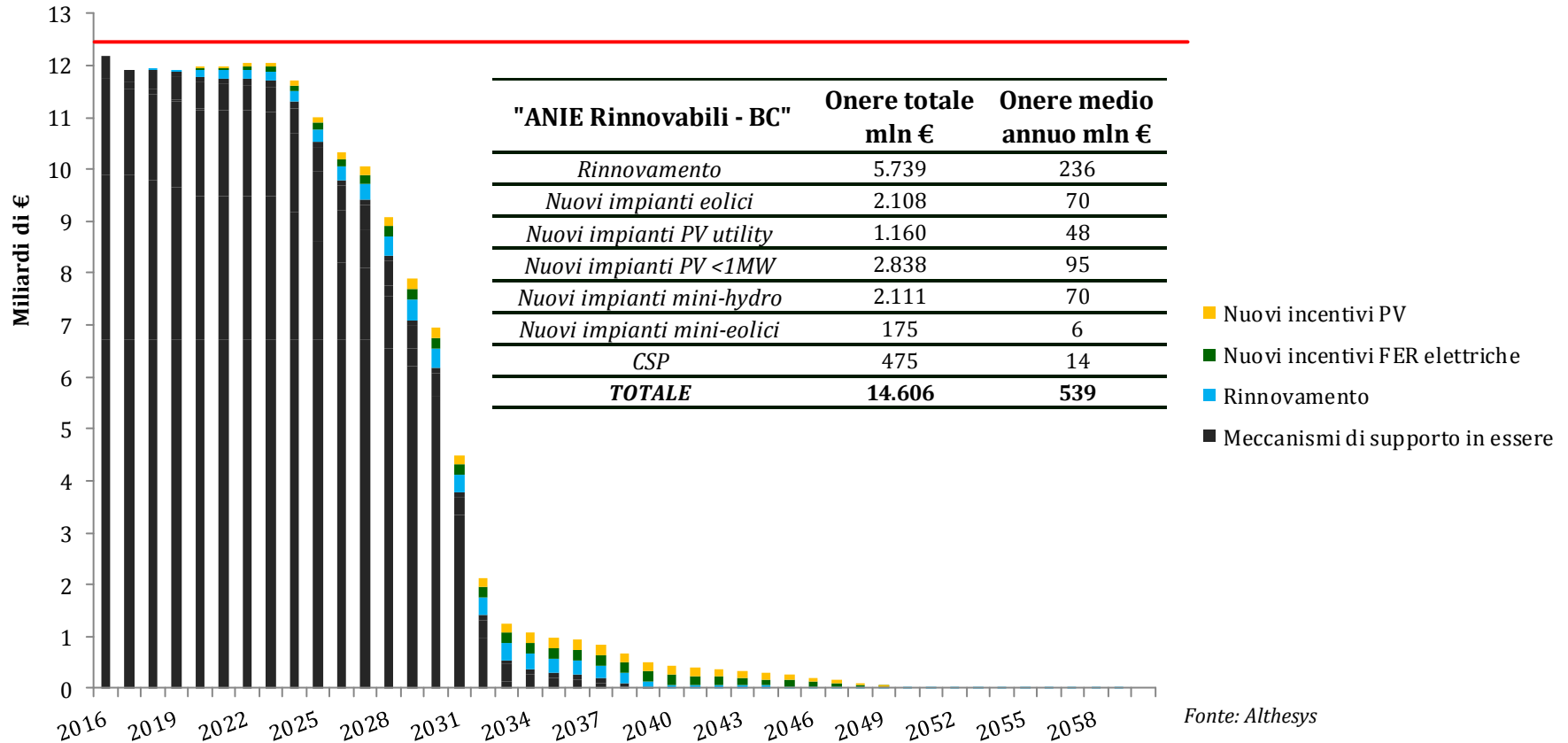
Rispetto allo scenario “inerziale”, l’ipotesi ANIE Rinnovabili considera oneri aggiuntivi dovuti sia al rinnovamento di parte del parco impianti esistente, sia allo sviluppo di nuove installazioni di eolico, fotovoltaico e mini idroelettrico.

- **Rinnovamento:** l’onere complessivo considera le azioni di rinnovamento e sostegno alle biomasse già analizzate nello scenario “rinnovamento”. Nel complesso, gli interventi assommano a **5,7 miliardi di euro** (1,4 per l’eolico, 0,6 per l’idroelettrico e 3,7 per le biomasse).
- **Nuovi impianti eolici:** per stima degli oneri si è assunta la tariffa media in esito alle ultime aste del DM 2016, di 66 €/MWh per 20 anni, per gli impianti in esercizio tra il 2018 ed il 2020, mentre per quelli previsti nel decennio 2021-2030 si ipotizzata una riduzione dell’8%. Il costo totale stimato per tale meccanismo è di **2,1 miliardi** in entrambi gli scenari sui consumi (al netto della vendita di energia elettrica). Per gli impianti mini eolici invece, l’onere totale (175 milioni di euro) è dato dalla differenza tra la media degli LCOE e il prezzo dell’energia elettrica lungo l’intera vita utile (20 anni).
- **Nuovi impianti fotovoltaici:** per gli impianti di taglia inferiore al MW, lo scenario confronta l’evoluzione del costo di generazione (paragrafo 5) con l’evoluzione dei prezzi elettrici (paragrafo 4), ipotizzando una tariffa (20 anni) pari al differenziale tra LCOE dell’anno di installazione ed il prezzo dell’energia elettrica. Sulla base di tali ipotesi, il costo per l’intero periodo è di **2,8 miliardi di euro** nello scenario bassi consumi e di **6,9 miliardi** in quello alti consumi. Per gli impianti utility scale, invece, si è ipotizzata una tariffa ventennale di 62,5 €/MWh (esiti ultime aste francesi), per un onere complessivo di **1,2 miliardi di €** a seconda delle ipotesi sui consumi.
- **Nuovi impianti CSP:** l’installazione di circa 0,05 GW di solare termodinamico comporta un onere per il sistema di **475 milioni** di euro. La stima considera una tariffa pari alla differenza tra il costo di generazione e l’evoluzione del PUN, erogata per 25 anni.
- **Nuovi impianti mini-hydro:** la stima dell’onere della tariffa per il supporto alle nuove installazioni considera il valore medio degli LCOE esaminati nel paragrafo 5, al netto della vendita dell’energia elettrica (stimata sulla base delle ipotesi evolutive sul PUN). In linea con il meccanismo di incentivazione ad oggi in essere, la durata è ipotizzata in 20 anni. Il costo totale per il sistema, in entrambe le ipotesi sui consumi, è di **2,1 miliardi di euro**.

Andamento oneri per l'incentivazione nello scenario "ANIE Rinnovabili" – PUN base - BC

L'evoluzione del contatore degli oneri di incentivazione nell'ipotesi "ANIE Rinnovabili", bassi consumi, è mostrato in Figura 25. Nonostante lo scenario consideri un supporto consistente alla realizzazione di nuovi impianti FER, fotovoltaico in particolare, il tetto del contatore fissato a 12,5 miliardi di euro non viene mai raggiunto. Al 2030, l'onere complessivo legato ai meccanismi di supporto in essere e a quelli prospettati nello scenario in esame assomma a circa **6,9 miliardi di euro**, ridotto di 400 milioni rispetto all'ipotesi "target UE – bassi consumi".

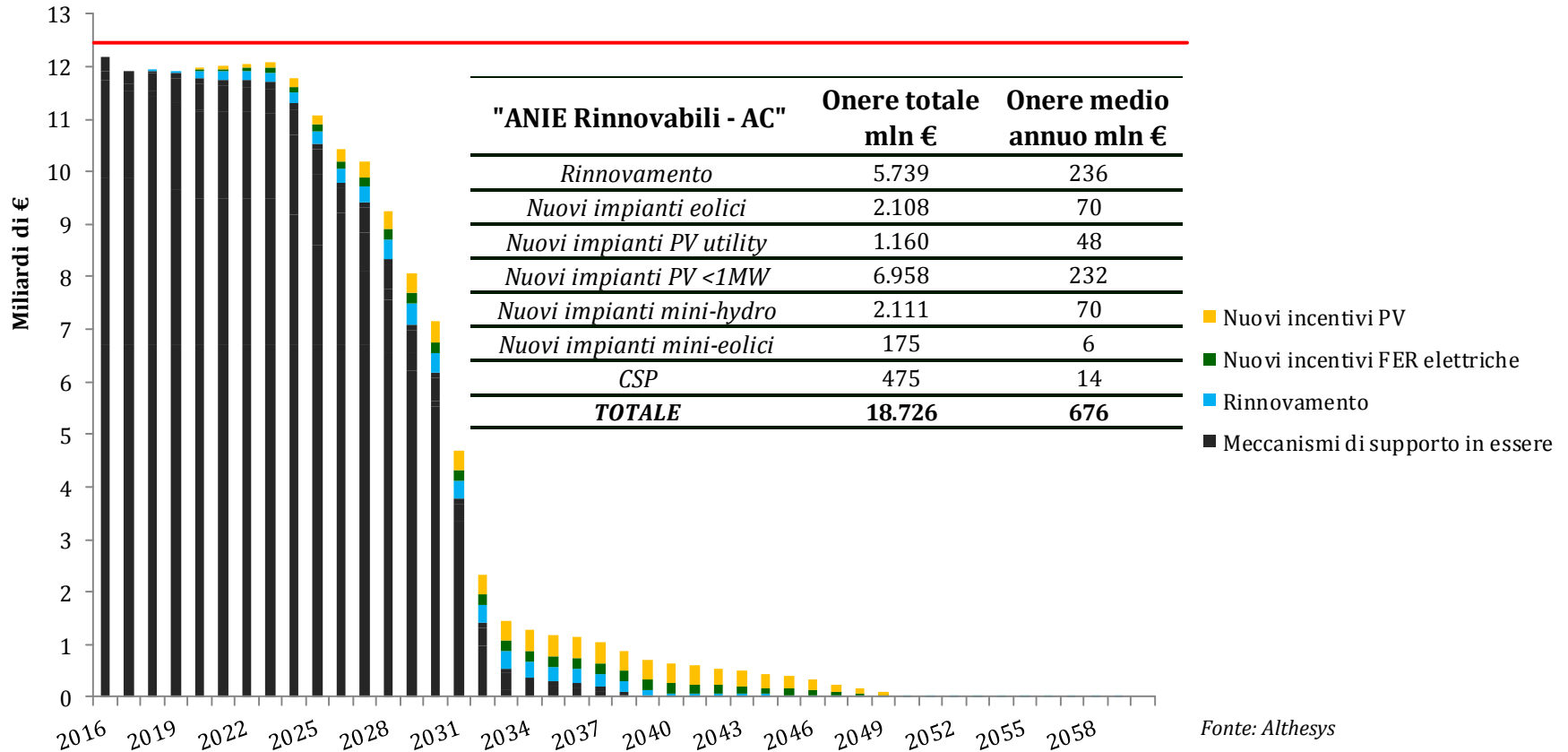
Fig. 25 – Evoluzione contatore oneri incentivazione FER elettriche (scenario ANIE Rinnovabili- ipotesi bassi consumi)



Andamento oneri per l'incentivazione nello scenario "ANIE Rinnovabili" - PUN base - AC

Diversa la traiettoria del contatore degli oneri nell'ipotesi alti consumi (Figura 26). Anche in questo caso il tetto del contatore non viene mai superato, nonostante il forte impulso dato alle nuove installazioni per raggiungere gli obiettivi europei. Nel dettaglio, al 2030 è prevista una spesa cumulata di circa **7,2 miliardi di euro**, con un risparmio rispetto allo scenario "target UE - Alti consumi" di circa 300 milioni di euro.

Fig. 26 - Evoluzione contatore oneri incentivazione FER elettriche (scenario ANIE Rinnovabili - ipotesi alti consumi)



Principali evidenze dello scenario ANIE Rinnovabili

- Lo scenario in esame permette di centrare gli obiettivi UE al 2030 con un onere complessivo inferiore rispetto a quanto emerso per l'ipotesi "target UE".
- Rinnovamento.** Le azioni di rinnovamento del parco impianti esistente permettono di mantenere la produzione di circa **522 TWh** nel periodo 2016-2060, 26 TWh dei quali al 2030. L'onere totale per il sistema è di 5,7 miliardi di euro in entrambe le ipotesi di evoluzione dei consumi, mentre l'onere unitario è stimato in **11 €/MWh**.
- Nuovi impianti eolici.** Gli interventi volti a supportare le nuove installazioni permetterebbero la produzione di circa **320 TWh** nel periodo 2020-2055 in entrambe le ipotesi di domanda elettrica, dei quali 12,8 TWh nel 2030. L'onere totale è pari a 2,1 miliardi di euro, per un onere unitario di **6,6 €/MWh**.
- Nuovi impianti fotovoltaici.** Per gli impianti sotto al MW, l'onere totale è tra 2,8 e 6,9 miliardi di euro a seconda delle ipotesi sui consumi. Tali interventi consentono la generazione tra **176 e 539 TWh** nel periodo 2017-2060, 6 - 18 TWh dei quali al 2030, per un onere unitario di **16,1 €/MWh** nell'ipotesi bassi consumi e di **12,9 €/MWh** in quello alti consumi. Il supporto agli utility scale permette la produzione di **224 TWh** tra 2017 e 2060, 8 TWh dei quali nel 2030, con un onere unitario di **5,2 €/MWh** in entrambe le ipotesi sui consumi. L'onere complessivo è di 1,2 miliardi di €.
- Nuovi impianti mini-hydro.** A fronte di un onere totale stimato in 2,1 miliardi di euro, si ottiene una produzione dall'idroelettrico fluente di circa **39 TWh** nel periodo 2020-2060, dei quali 1,3 TWh nel solo 2030. L'onere unitario per il sistema, nel caso di supporto alla realizzazione di nuovi impianti, è pari a **54 €/MWh**.
- Nuovi impianti mini eolici.** L'onere per il supporto alla crescita di queste installazioni assomma a circa 175 milioni di euro e permette la produzione di circa **2 TWh** complessivi, 0,08 dei quali al 2030. L'onere medio unitario per il sistema è pari a **105 €/MWh**.
- Nuovi impianti CSP.** La produzione complessiva è stimata in **5 TWh**, 0,16 dei quali al 2030. L'onere totale è pari a 475 milioni di euro, con un valore unitario di **93 €/MWh**.

Nel complesso, le misure messe in campo nello scenario "ANIE Rinnovabili" permettono di aggiungere rispetto all'ipotesi inerziale circa **1.289 - 1.650 TWh** nel periodo 2016 - 2060 in funzione del trend dei consumi, dei quali 54,3 - 66,7 TWh nel solo 2030. L'onere aggiuntivo dello scenario ammonta a 14,6 - 18,7 miliardi di euro, per un onere unitario stimato di **11,3 €/MWh** in entrambe le ipotesi sui consumi.

TABELLA 7 - La proposta ANIE Rinnovabili - PUN Base

Scenario	Azioni	Δ TWh totali	Δ TWh anno	Δ Onere totale [mln €]	Δ Onere medio annuo [mln €]	Δ Onere medio [€/MWh]	Vita utile	CO ₂ evitata [mln ton]	
"Proposta ANIE Rinnovabili"	<i>Rinnovamento eolico</i>	257	9	1.431	45	5,6	25 anni	166	
	<i>Rinnovamento idroelettrico</i>	91	3	569	15	6,3	30 anni	59,1	
	<i>Sostegno biomasse</i>	174	15	3.738	177	21,4	10 anni	83,4	
	<i>Nuovi impianti eolici</i>	320	12,8	2.108	70	6,6	25 anni	206,2	
	<i>Nuovi impianti PV Utility</i>	224	8	1.160	48	5,2	30 anni	137,1	
	<i>Nuovi impianti PV < 1 MW</i>	(BC)	176	6	2.838	95	16,1	30 anni	107,7
		(AC)	539	18	6.958	232	12,9		329
	<i>Nuovi impianti mini-hydro</i>	39	1,3	2.111	70	54	30 anni	26	
	<i>Nuovi impianti mini-eolici</i>	2	0,08	175	6	105	20 anni	1	
	<i>CSP</i>	5	0,16	475	14	93	30 anni	4	
TOTALE (bassi consumi)		1.289	54,4	14.606	539	11,3		789,6	
TOTALE (alti consumi)		1.652	66,7	18.726	676	11,3		1.010,8	

BC: bassi consumi

AC: alti consumi

Fonte: Althesys

Valori arrotondati

In conclusione, la proposta ANIE Rinnovabili permette di cogliere i nuovi target UE al 2030 (48,8% di produzione FER sui consumi) con un onere complessivo inferiore di circa **5,8 miliardi di euro** rispetto allo scenario "target UE - bassi consumi" e di **5,4 miliardi di euro** rispetto a quello "target UE - alti consumi".

Il mix di soluzioni tecnologiche adottato nello scenario ANIE, inoltre, permette di generare maggiori benefici ambientali rispetto all'ipotesi "target UE", in termini di tonnellate di CO₂ evitate, pari rispettivamente a **789,6 e 1.010,8 milioni di tonnellate di CO₂** a seconda delle ipotesi sull'andamento dei consumi elettrici.

Il quadro complessivo degli scenari e la proposta ANIE Rinnovabili

TABELLA 8

		2015	"Inerziale"	"Rinnovamento"	Proposta ANIE	
					Bassi Consumi	Alti Consumi
Eolico	[GW]	9,2	9,2	13,6	20,1	20,1
	[TWh]	14,8	15,9	24,8	37,7	37,7
Fotovoltaico	[GW]	18,9	23,4	23,4	32,5	40,7
	[TWh]	22,9	27,4	27,4	41,0	53,3
Hydro (serbatoio + bacino)	[GW]	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
	[TWh]	24,6	21,6	24,6	24,6	24,6
Hydro run river	[GW]	5,3	5,6	5,6	5,9	5,9
	[TWh]	20,9	22,1	22,1	23,4	23,4
Geotermico	[GW]	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
	[TWh]	6,2	6,9	6,9	6,9	6,9
Bioenergie	[GW]	4,1	1,3	4,3	4,3	4,3
	[TWh]	19,4	4,9	20,8	20,8	20,8
CSP	[GW]	-	-	-	0,05	0,05
	[TWh]	-	-	-	0,2	0,2
TOTALE	[GW]	51,5	53,5	61,0	77,0	85,2
	[TWh]	108,9	98,9	126,6	154,6	166,9
% FER - BC			31,2%	40,0%	48,8%	-
% FER - AC		33,2%	28,9%	37,0%	-	48,8%
Deficit TWh vs Target UE - BC			-55,8	-28,0	-	-
Deficit TWh vs Target UE - AC			-68,0	-40,3	-	-

Fonte: Althesys

11. L'analisi di sensitività

La stima degli oneri di incentivazione è soggetta a sensibili variazioni a seconda della traiettoria evolutiva del prezzo elettrico. Il meccanismo di sostegno utilizzato nelle valutazioni, infatti, lascia nella disponibilità del produttore l'energia elettrica prodotta, il quale può quindi venderla sul mercato. Pertanto, l'onere netto per il sistema Paese della politica energetico-ambientale è dato solo dall'eventuale gap tra il ricavo dalla cessione dell'energia e il suo costo.

Per questo motivo, il costo dei meccanismi di supporto dello scenario "ANIE Rinnovabili" è stato oggetto di un'analisi di sensitività al prezzo dell'elettricità, volta ad esaminare l'andamento del contatore oneri nelle diverse ipotesi evolutive dei prezzi. L'analisi considera i due scenari di prezzo "low" e "high", descritti nel paragrafo 4.

Considerando l'ipotesi **PUN low**, l'onere totale della proposta ANIE Rinnovabili cresce di circa 11 miliardi di euro nel caso bassi consumi e di 13,5 miliardi in quello alti, raggiungendo un onere totale rispettivamente di 25,6 miliardi (BC) e 32,2 miliardi di euro (AC). L'onere medio annuo oscillerebbe tra 0,9 e 1,1 miliardi di euro.

Nello scenario **PUN high**, il costo dell'ipotesi ANIE Rinnovabili si riduce di circa 7,7 miliardi di euro (BC) e 10,2 miliardi di euro (AC), per un onere totale pari a 6,9 e 8,5 miliardi di € a seconda dei consumi. Rispetto all'ipotesi PUN base, l'onere medio annuo è compreso tra i 261 e i 316 milioni di euro, in calo di 278 milioni e di 360 milioni di euro a seconda dei consumi. Ciò è dovuto in particolare agli oneri sugli interventi di rinnovamento degli impianti eolici ed idroelettrici ed alle nuove realizzazioni eoliche e fotovoltaiche utility scale, che nel complesso scendono di circa 4,9 miliardi di euro. In tutti e quattro i casi, infatti, le tariffe sarebbero inferiori rispetto al prezzo elettrico, rendendo tali soluzioni economicamente sostenibili con il solo ricavo della vendita dell'energia.

Nel complesso, il differenziale degli oneri per lo scenario ANIE - bassi consumi oscilla tra un minimo di 6,9 ed un massimo di 25,6 miliardi di euro, con un gap di circa 18,7 miliardi. Il costo dell'ipotesi ANIE - alti consumi, invece, è compreso tra 8,5 e 32,2 miliardi di euro, con una differenza di 23,7 miliardi.

La Tabella 9 riassume i risultati dell'analisi di sensitività condotta per tutte le tipologie di intervento ipotizzate.

TABELLA 9 - Sensitività al PUN della proposta "ANIE Rinnovabili"

Scenario	Azioni	PUN LOW	PUN BASE	PUN HIGH
		Δ Onere totale [mln €]	Δ Onere totale [mln €]	Δ Onere totale [mln €]
"Proposta ANIE Rinnovabili"	<i>Rinnovamento eolico</i>	4.509	1.431	78
	<i>Rinnovamento idroelettrico</i>	1.458	569	10
	<i>Sostegno biomasse</i>	5.345	3.738	2.473
	<i>Nuovi impianti eolici</i>	4.610	2.108	208
	<i>Nuovi impianti PV Utility</i>	2.663	1.160	4
	<i>Nuovi impianti PV < 1 MW</i>	(BC) 4.007	2.838	1.651
		(AC) 10.570	6.958	3.315
	<i>Nuovi impianti mini-hydro</i>	2.363	2.111	1.854
	<i>Nuovi impianti mini-eolici</i>	512	475	436
	<i>CSP</i>	191	175	159
		TOTALE (bassi consumi)	25.658	14.606
	TOTALE (alti consumi)	32.221	18.726	8.536

BC: bassi consumi
AC: alti consumi

Fonte: Althesys

Valori arrotondati

© Copyright Althesys 2017. Tutti i diritti riservati.

E' vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma senza autorizzazione scritta.



Via Larga, 31 - 20122 Milano
Tel: +39 02 5831.9401 - Fax: +39 02 5830.1281

www.althesys.com