



RENEWABLE ENERGY REPORT 2018

Il futuro delle rinnovabili in Italia

Maggio 2018



POLITECNICO
MILANO 1863



POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS

energystrategy.it

Indice

Introduzione	3
<i>Executive summary</i>	7
1. I numeri delle Rinnovabili in Italia	39
2. Le Rinnovabili in Europa: lo stato dell'arte e gli obiettivi di sviluppo	67
3. La Strategia Energetica Nazionale 2017: il quadro degli obiettivi per le fonti rinnovabili	141
4. La Strategia Energetica Nazionale 2017: l'analisi della fattibilità economica ed una proposta concreta di implementazione	179
5. Revamping e Repowering: il quadro degli interventi e la survey degli operatori	271
6. Il potenziale di mercato delle Rinnovabili in Italia nel periodo 2018-2020	317
Gruppo di lavoro	331
La School of Management	333
L'Energy & Strategy Group	334
Le imprese Partner	335



Introduzione

Le rinnovabili tornano a crescere in maniera decisa, con oltre 900 MW di installazioni (+15% rispetto all'anno precedente, anche nel nostro Paese, soprattutto grazie a fotovoltaico (410 MW) ed eolico (360 MW). E' il quarto anno consecutivo di crescita e ci si è riavvicinati alla fatidica soglia di 1 GW, che potrebbe riportare l'Italia nelle posizioni di testa delle classifiche di nuove installazioni da rinnovabili.

Il ruolo che la Strategia Energetica Nazionale, la nuova SEN 2017, ha disegnato – certo con un coraggio molto maggiore della precedente – per le rinnovabili è a dir poco di “primo piano” nel mix energetico del nostro Paese. Da qui al 2030, per centrare gli obiettivi che ci si è dati, si dovrà quasi triplicare la potenza installata di fotovoltaico (aggiungendo 36 GW

agli attuali impianti) e più che raddoppiare quella eolica (con 10 GW di potenza aggiuntiva), con investimenti complessivi dell'ordine dei 60 miliardi di €. Una ventata di ottimismo ed un nuovo slancio allo sviluppo insomma.

Certamente è vero, ma bisogna – proprio in questa fase – prestare molta attenzione. Il passo che è necessario darsi per arrivare agli obiettivi al 2030 è talmente ambizioso da rischiare di non essere raggiungibile. Le installazioni annuali di fotovoltaico ed eolico infatti dovrebbero rispettivamente più che settuplicare e raddoppiare in confronto al 2017. Gli investimenti complessivi in rinnovabili dovrebbero passare dagli 1,6 miliardi di € del 2017 a circa 4,5 miliardi di € all'anno, già da questo 2018 attualmente in corso.



Gli strumenti per “cambiare marcia” non sono ancora pronti, con il Decreto Rinnovabili naturalmente “incagliato” (nel momento in cui si è steso il Rapporto) nelle more della formazione di un nuovo Governo ed un mercato che – almeno per quanto emerge dalle interviste condotte ai principali operatori – non è ancora pronto (e sarebbe sbagliato ritenere il contrario) ad operare senza meccanismi di supporto e garanzia da parte dello Stato. Lo stesso Decreto Rinnovabili ha probabilmente necessità di correttivi (ed alcune proposte concrete in tal senso sono contenute in questo Rapporto), ma soprattutto di una *governance* forte nella applicazione, che permetta di adeguarne via via strumenti ed obiettivi.

Insomma, è indispensabile non “abbassare la guardia” per non trasformare la giusta euforia per la crescita nel ram-

marico per una perdita vera opportunità di rilancio. E’ con questa ambizione che consegniamo alla *community* che ci segue (e che è anch’essa in costante crescita) il Renewable Energy Report, l’appuntamento di sintesi delle indagini di Energy & Strategy della School of Management del Politecnico di Milano relative alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Un lavoro reso possibile dai numerosi *partner*, che è qui doveroso ringraziare per il sostegno dato alla ricerca, ed oltre 700 imprese, enti e associazioni che hanno apportato il loro contributo di conoscenza.

Il Renewable Energy Report è il primo dei Rapporti di ricerca del 2018, anno che vedrà tra i temi di indagine (in ordine temporale), l’efficienza energetica, la *cyber security* nell’energia (novità dell’anno, su un tema che comincia ad affacciarsi alla ribalta), la *mobilità elet-*

trica (con un ritorno importante dopo la pausa del 2017), la *digital energy* e la gestione dell'acqua. Un altro anno, quindi,

che si mostra ricco di spunti e stimoli per dibattere sulle mutevoli forme del nuovo mondo dell'energia.

Umberto Bertelè

School of Management - Politecnico di Milano



Vittorio Chiesa

Direttore Energy & Strategy Group





Executive Summary

Il Renewable Energy Report 2018 si è posto un obiettivo ambizioso, ossia quello di valutare l'effettiva possibilità per il nostro Paese di raggiungere – con gli strumenti di supporto di cui si sta dotando (da quelli indicati nella Strategia Energetica Nazionale del 2017, a quelli previsti nell'approvando Decreto Rinnovabili) – gli obiettivi di produzione da rinnovabili che ci si è dati al 2030.

La conclusione cui si è arrivati, anticipando al lettore i dettagli che troverà nel summary ed ovviamente con maggiore profondità nel testo del Rapporto, è che c'è ancora un gap – purtroppo non piccolo – tra le aspettative concrete di installazioni e gli obiettivi che ci si è posti. Un gap che può essere colmato solo

dalla volontà politica, ma anche degli operatori del settore e della community dell'energia, di adeguare gli strumenti di supporto. Anche in questo senso, una proposta concreta la si trova scritta in queste pagine.

Il mercato italiano delle Rinnovabili nel 2017.

La nuova potenza installata nel corso del 2017 in Italia è stata di circa 900 MW, più di 120 MW superiore a quella installata nello stesso periodo del 2016 (+15%). Una crescita comunque sostenuta (a doppia cifra) nonostante la non facile situazione economica e politica che ha caratterizzato lo scorso anno. E' il fotovoltaico a guidare la classifica delle installazioni con **410 MW,**



seguito dall'eolico con **360 MW**, e idroelettrico con **95 MW** mentre sono le biomasse con soli **50 MW** a chiudere la classifica.

Nel **primo bimestre 2018** sono stati complessivamente installati **107 MW di nuova potenza**, di cui **60 MW di fotovoltaico**, **23 MW di eolico** e **23 MW di idroelettrico**. Rispetto al 2017, la crescita del nuovo installato del primo bimestre è cresciuta del 3%, pari a pochi MW aggiuntivi. Si mantiene comunque costante il passo di installazione anche per l'anno in corso.

Con il contributo delle installazioni 2017, complessivamente **la potenza installata da rinnovabili in Italia raggiunge quasi i 53 GW (36 GW se si esclude l'idroelettrico "storico" già installato nel nostro Paese prima degli anni '00)**, ossia più del **40%**

del parco di generazione italiano (pari a circa 117 GW e che non ha visto nel corso dell'ultimo anno nessun incremento di potenza connesso a produzione da fonte tradizionale).

Nel 2017 le rinnovabili hanno contribuito al **36,2% della produzione e alla copertura del 32,4% della domanda** elettrica nazionale che ha superato **i 320 TWh (22,7% della domanda** se si esclude ancora una volta l'idroelettrico "storico").

Se si vuole dare uno sguardo più approfondito alle diverse fonti è possibile ricostruire una situazione piuttosto variegata.

Il volume complessivo di potenza fotovoltaica installata è di circa 19.670 MW a fine 2017, grazie alla **nuova potenza installata pari a circa 410 MW, in crescita di circa il**

10,8% rispetto a quanto accaduto nell'anno precedente.

Il ritorno alla crescita delle installazioni, dopo il rallentamento del 2015, resta un **segno positivo** circa la possibilità del mercato di **esprimere ormai una domanda** che – sebbene su livelli non comparabili al periodo 2010-2013 – **può però essere considerata completamente indipendente dai meccanismi di incentivazione.**

Dopo la virata verso il settore residenziale verificatasi fino al 2015, è interessante sottolineare **l'inversione di tendenza che si è avuta a partire dal 2016, con il ritorno agli impianti di grande taglia.** Il dato del 2017 (16% della potenza installata in impianti oltre 1 MW) è però "influenzato" dall'ingresso di un unico grande impianto fotovoltaico da 64

MW a Montalto. In termini generali il *sentiment* degli operatori è tornato ad essere positivo su questo tipo di installazioni ed è quindi più che plausibile ritornare a distribuzioni per taglia più «equilibrate»

Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel **2017** a circa **661 mln €**. Il **mercato residenziale ha pesato per circa 414 mln € (poco più del 60% del totale)**, rappresentando il **50%** della potenza installata con livelli di costo al kW nell'intorno **dei 2.000 €**, sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente. **Da sottolineare invece il calo dei costi per gli impianti di taglia più grande, scesi sotto la soglia del milione di € al MW**

Il volume complessivo di potenza eolica installata è giunto a oltre 9.811 MW a fine 2017 con un

valore di nuove installazioni pari a circa **359 MW (+23,8%** rispetto al 2016). E' opportuno ricordare come, considerata la conformazione del territorio nazionale e la relativa ventosità, **la quasi totalità della potenza connessa (99%) è localizzata nelle regioni del Sud Italia.**

Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari a poco più di **534 mln €**. La **larga maggioranza è rappresentata da impianti di taglia superiore ai 5 MW**, con un controvalore di oltre **280 mln € (circa il 54% del totale)**. Il costo in €/kW nel corso del 2017 si è attestato nel range compreso tra i **1.840 €** per gli impianti di piccola taglia e i **1.300 €** per gli impianti di taglia maggiore.

Il volume complessivo di potenza idroelettrica installata è di 18.702

MW a fine 2017 con un valore delle nuove installazioni pari a circa 95 MW, volumi lievemente superiori rispetto al 2016. Le Regioni che hanno installato di più nel 2017 sono le stesse del 2016, **la Lombardia (26,35 MW), il Piemonte (21,8 MW) e il Trentino (9,08 MW).**

Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel 2017 a circa **443 mln €**, in larga parte appunto attribuibile agli impianti di piccola taglia. **E' interessante notare** come in questo caso **la differenza di costo in €/kW tra grandi e piccoli impianti sia estremamente significativa**. Con gli impianti sotto i 500 kW che costano oltre 2,5 volte quelli compresi tra 5 e 10 MW.

La potenza cumulata, sommando tutte le diverse tipologie di **biomassa** utilizzate per la produzione

elettrica, ha superato, al termine del 2017, i 4,2 GW, con una **crescita complessiva quindi di «soli» 50 MW nel 2017**, rispetto ai 40 MW del 2016. **Lo «stallo» delle nuove installazioni è quindi evidente e continua ormai dal 2014**. Sarà interessante vedere quali impatti produrrà **il nuovo decreto**, relativo al **supporto degli impianti per la produzione del biometano con destinazione d'uso trasporti** entrato in vigore a inizio marzo 2018, sulle future installazioni.

Visto nel suo insieme, **l'anno 2017 è stato quindi caratterizzato da una dinamica di nuove installazioni che ha ulteriormente rafforzato la tendenza «rialzista» del 2016**.

L'Italia messa "in prospettiva": il benchmark con l'andamento dei

principali mercati

Nel 2017 sono stati investiti per la realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili circa **290 miliardi di € a livello globale, in crescita dell'11,5%** rispetto al 2016 ma inferiori del **7,6%** rispetto al 2015 che aveva invece segnato **investimenti record, oltre i 300 miliardi di €**.

Gli investimenti nell'**area EMEA** sono leggermente in **discesa** nel 2017 (-21,5%), con un valore pari a poco più di **60 mld €**, prevalentemente concentrati in Europa. Gli investimenti **nell'area Americana** (USA, America Centrale, America meridionale) sono rimasti pressoché stabili nel 2017, pari a circa **68 mld €**. **USA, Messico e Chile guidano il continente** per la quantità degli investimenti destinati alle energie rinnovabili. E questo nonostante

la nuova politica del Governo USA sembra essere meno accomodante verso le forme di produzione di energia tradizionali al fossile. Gli investimenti **nell'area APAC** (163 mld €) sono ancora fortemente cresciuti rispetto al 2016. Gli investimenti effettuati nella zona asiatica sono fortemente trainati dalla **Cina**, che da sola ha investito circa il **70% del totale**. Ben oltre la metà degli investimenti cinesi è stata dedicata al **settore fotovoltaico**.

Non sembra quindi invertirsi la tendenza, già osservata nel recente passato, **che sposta decisamente verso est il baricentro degli investimenti** e relega l'Europa, dove pure la base installata pari a oltre 540 GW complessivi, è stata superata dall'installato totale cinese pari a oltre 670 GW, ad un ruolo da com-primario.

La **produzione di energia elettrica in Europa nel 2017**, è stata pari a circa **3.200 TWh**, con un ruolo non ancora preponderante da parte delle **fonti rinnovabili**, che hanno pesato per circa il **30% della produzione elettrica totale**.

Un ruolo importante, in termini di produzione di energia elettrica, a livello europeo, è ancora ricoperto dalle **fonti tradizionali**, ed in particolare dal **gas naturale (20%)**, il **carbone (23%)** e il **nucleare (25%)**.

Nel complesso le rinnovabili pesano quindi «solo» per il 30% a livello europeo, con l'eolico a garantirsi la lion's share (quasi il 40% della quota di sole rinnovabili), seguito dall'idroelettrico e, con un certo distacco, dal fotovoltaico.

È evidente tuttavia che la «media»

europea è il frutto di situazioni molto diverse tra loro.

La **produzione di energia elettrica in Germania** nel 2017, è stata pari a circa **654 TWh**, con un peso da parte delle **fonti rinnovabili** che ha raggiunto il **33% della produzione totale**. Tuttavia, **carbone e nucleare** hanno ancora un ruolo importante, in termini di produzione di energia elettrica, e contribuiscono rispettivamente per il **37%**, il primo, ed il **12%**, il secondo, sul mix di produzione nazionale.

L'anno 2017, ha visto la **Germania installare complessivamente circa 8,5 GW di nuova potenza da fonti rinnovabili** (contro i 900 MW dell'Italia).

La classifica delle installazioni è stata guidata dall'**eolico on-shore** con

un contingente installato di circa **5,3 GW**, seguito dal **fotovoltaico** al secondo posto con **1,75 GW** di nuova potenza e dall'**eolico off-shore** al terzo con **1,3 GW installati**. Di poco rilievo sono state invece le nuove installazioni relative ai **settori idroelettrico, biomasse e geotermico**, che hanno visto, nel 2017, **installazioni molto contenute e nell'ordine della decina di MW**.

La **produzione di energia elettrica in Francia** nel 2017, è stata di poco oltre i **529 TWh**, con un peso da parte delle **fonti rinnovabili** che ha raggiunto solo il **18% della produzione totale, anche in conseguenza del ruolo ancora «fortissimo» esercitato dal nucleare (72% della produzione totale)**.

L'anno 2017, ha visto in **Francia installazioni complessive per circa**

2,7 GW di nuova potenza da fonti rinnovabili (3 volte l'Italia). La classifica è stata guidata **dall'eolico** con un contingente installato di circa **1,7 GW**, seguito dal **fotovoltaico** al secondo posto con **0,9 GW** di nuova potenza. Anche qui, come in Germania, sono state di poco rilievo le nuove installazioni relative ai **settori idroelettrico e biomasse**, che hanno visto, nel 2017, **installazioni molto contenute e nell'ordine della decina di MW**.

La **produzione di energia elettrica in UK** nel 2017, è stata pari a circa **336 TWh**, con un peso da parte delle **fonti rinnovabili** che ha superato il **29% della produzione totale**. **Gas e nucleare** hanno ancora un ruolo importante, in termini di produzione di energia elettrica, e contribuiscono rispettivamente per il **41%** il primo ed il **21%** il secondo, e coprono








una quota totale del **62%** sull'intera produzione.

L'anno 2017, ha visto il Regno Unito installare complessivamente oltre 5,3 GW di nuova potenza da fonti rinnovabili. La classifica è stata guidata **dall'eolico** con un contingente installato di circa **4,3 GW**, di cui circa il **40% di eolico off-shore**, seguito dal **fotovoltaico** al secondo posto con **0,9 GW** di nuova potenza. Anche in questo caso sono state di poco rilievo le nuove installazioni relative ai **settori idroelettrico e biomasse**, che hanno visto, nel 2017, **installazioni molto contenute e nell'ordine delle decine di MW**.

Nonostante questi andamenti metano chiaramente in luce come i numeri dell'Italia siano significativamente più contenuti (e maggiori però di Paese come la Spagna, dove

le rinnovabili sono in crisi ormai da un triennio, ed ovviamente di Paesi emergenti come la Polonia), **il quadro d'insieme del peso delle "rin-**

novabili" sulla produzione elettrica ci vede ancora in testa in Europa. Segno questo inequivocabile che, al di là del dibattito sui costi delle rin-

PAESE	FOTOVOLTAICO	EOLICO	IDROELETTRICO & POMPAGGI	BIOMASSE	GEOTERMICO	PETROLIO	CARBONE	GAS	NUCLEARE	
	9%	6%	14%	6%	2%	37%	6%	12%	45%	0%
	6%	10%	3%	8%	0%	33%	4%	37%	13%	12%
	5%	18%	8%	2%	0%	33%	13%	17%	16%	21%
	4%	11%	9%	5%	0%	30%	2%	23%	20%	25%
	3%	15%	3%	8%	0%	29%	1%	7%	41%	21%
	2%	5%	10%	2%	0%	19%	1%	1%	7%	72%
	0%	8%	1%	6%	0%	15%	3%	77%	5%	0%

novabili, nel nostro Paese non è possibile prescindere da queste nuove forme di generazione di energia.

Il futuro delle Rinnovabili in Italia secondo la Strategia Energetica Nazionale

La **Strategia Energetica Nazionale 2017** – coerentemente con quanto previsto dal Renewable Energy Directive della UE, rispetto al quale rappresenta uno dei primi esempi di implementazione tra i Paesi europei – è stata emanata dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare nel **Novembre 2017** e costituisce l’ideale proseguimento della SEN 2013. **La SEN 2017** traccia le linee guida riguardanti il comparto energetico italiano da qui al 2030 in termini di **fonti rinnovabili**,

li, efficienza energetica, phase out dal carbone, sicurezza energetica e competitività dei mercati energetici.

Senza entrare nei dettagli, che sono comunque riportati nel testo del Rapporto, è qui rilevante sottolineare che **carbone e petrolio praticamente sono previsti scomparire già dal 2025 dal mix di generazione elettrica, sostituiti da un uso maggiore di gas e soprattutto FER**. In particolare è previsto che le **FER aumentino del 70% il loro contributo rispetto al 2015**.

Tra le diverse fonti rinnovabili – come evidenziato nel grafico – vi è però una **grande differenza in termini di sviluppo atteso: mentre eolico e fotovoltaico sono previsti in grande aumento (x2,5 il primo, x3 il secondo rispetto ai dati odier-**

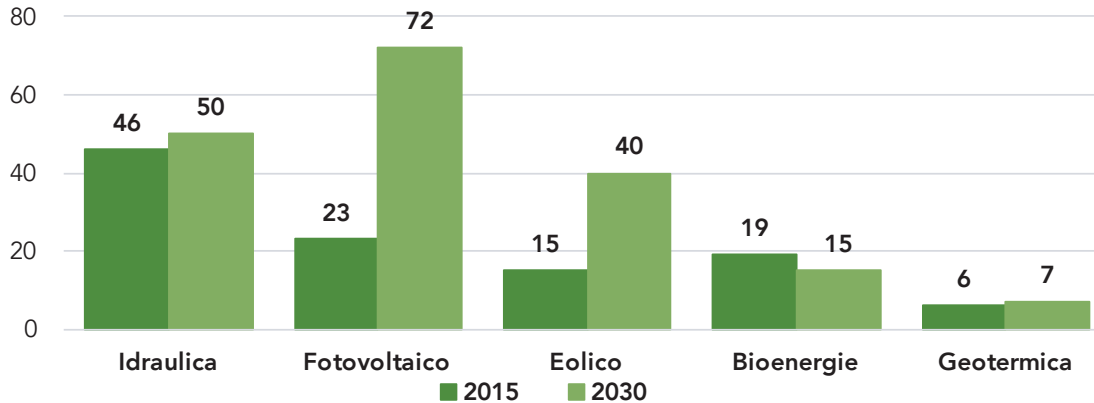
ni), l'idroelettrico e il geotermico sono previsti pressoché costanti, mentre le biomasse addirittura (ma pare ovvio considerando il trend di mercato) in calo.

Il fotovoltaico è previsto arrivi

nel 2030 a 72 TWh (partendo da 23 TWh del 2015), mentre l'eolico è previsto a 40 TWh (partendo dai 15 TWh del 2015)

Ma cosa vogliono dire questi obiettivi di produzione se tradotti

Evoluzione generazione da fonti rinnovabili (TWh)



in potenza installata, in numero e dimensione degli impianti? La SEN si limita infatti a parlare di generazione elettrica, senza dare ulteriori dettagli su come si pensa sia distribuita la capacità di generazione.

Complessivamente la nuova potenza fotovoltaica da installare da qui al 2030 per raggiungere gli obiettivi di produzione della SEN deve essere nell'intorno di 36 GW, ossia quasi 2 volte quella già presente alla fine del 2017.

Tradotto in obiettivi annuali si tratta di **2,8 GW all'anno (circa sette volte tanto le installazioni attuali), di cui 1 GW da impianti utility scale (> 1 MW) e 1,8 GW da impianti di piccola taglia (< 1 MW).**

Si noti come **la generazione da im-**

pianti «utility scale» dovrà essere preponderante rispetto alle altre, con gli impianti residenziali (sotto 20 kW) che comunque dovranno crescere a ritmi di circa 850 MW l'anno (rispetto ai 200 MW del 2017).

La nuova potenza eolica da installare da qui al 2030 per raggiungere gli obiettivi di produzione della SEN deve essere nell'intorno di 10 GW, ossia circa pari a quella presente alla fine del 2017. La generazione da impianti **«utility scale»** è ancor più importante che per il fotovoltaico con le ipotesi che si sono fatte, superando il **90%**. Per raggiungere questi obiettivi bisognerà installare circa **770 MW all'anno (più del doppio di ora)**, quasi totalmente riferiti a impianti di grande taglia.

In termini di investimenti – consi-

derando la distribuzione per taglie che sia coerente con gli obiettivi e ipotizzando una ulteriore, ma limitata, riduzione dei costi di installazione – **il controvalore atteso si attesta nell'ordine dei 60 miliardi di €, circa 4,5 miliardi di € l'anno**, contro gli 1,6 miliardi di € investiti nel 2017.

Senza contare il tema del consumo di suolo. Il fotovoltaico **ha una densità di circa 30 - 40 MW/km²** e l'attuale normativa non consente un accesso di quello installato su aree agricole alle tariffe di supporto. **L'eolico** ha una densità energetica maggiore guardando alla singola turbina, ma necessita di grande spazio tra di esse, che porta questo valore intorno ai **7 - 8 MW/km²**; tuttavia questo consente l'utilizzo anche agricolo del territorio tra gli aerogeneratori, **comportando un effettivo "consu-**

mo di suolo" nettamente inferiore al fotovoltaico

Per quanto riguarda il **fotovoltaico** nella SEN si fa riferimento allo sfruttamento in primo luogo delle **aree industriali dismesse**. Queste, secondo un'**indagine ISTAT del 2011**, hanno una superficie pari a **9.000 km²**. Considerando un consumo di suolo indicato in precedenza, pari a **30 - 40 MW/km²** e il totale delle installazioni «utility scale» previste, pari a **15 GW**, **l'area totale necessaria è di circa 375 - 500 km², ovvero il 4 - 5% di questa superficie.**

Per quanto riguarda **l'eolico** invece **l'area necessaria**, considerando le ipotesi fatte in precedenza e i **10 GW** da installare, **è pari a circa 1.250 - 1.400 km²**. Come detto, l'eolico non è incompatibile con

i terreni agricoli, quindi quest'area può essere confrontata con questa tipologia di terreni. Utilizzando i valori **ISTAT** dell'ultimo censimento del **2010** possiamo notare come **la superficie agricola non utilizzata (SANU) sia pari a circa 6.000 km²**, e quindi l'area occupata da impianti eolici sarebbe il **21 - 24%** di tale superficie, mentre rispetto a quella **agricola totale (SAT) è pari allo 0,7% circa**. Ovviamente diverso è il discorso per quanto riguarda il **re-powering**, che non richiederebbe ulteriore consumo di suolo.

In assenza di stimoli al mercato, appare quindi assai difficile arrivare a questi livelli di crescita, che peraltro sono indispensabili se si vuole centrare l'obiettivo della SEN (obiettivo che è bene ricordarlo però è solo indicativo e non vincolante per il nostro Paese). **In parte**

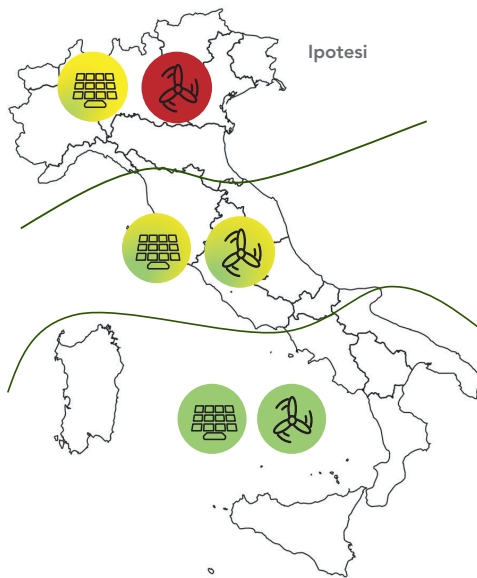
l'atteso «Decreto Rinnovabili» può rappresentare una prima risposta, forse però non sufficiente e sicuramente non esaustiva per il periodo considerato.

La Strategia Energetica Nazionale "messa in pratica": fattibilità e costi per lo Stato ... ed una proposta di strumento alternativo

Nel Rapporto si è analizzata con grande dettaglio la sostenibilità economica degli investimenti in impianti rinnovabili fotovoltaici ed eolici, in diverse configurazioni di taglia e di posizionamento geografico (e di conseguenza irraggiamento e ventosità). Rimandando al testo esteso per la valutazione delle singole configurazioni, **è tuttavia interessante in questa sede presentare il grafico complessivo a livello italiano.**

Nel complesso la situazione appare positiva, anche se più per il fotovoltaico che per l'eolico. Entrambe tuttavia hanno compiuto un **miglioramento significativo** rispetto a qualche anno fa, grazie al progresso delle tecnologie **sia in termini di performance che di riduzione dei**

ramento significativo rispetto a qualche anno fa, grazie al progresso delle tecnologie **sia in termini di performance che di riduzione dei**



NORD	Res	Com	Ind	Ut
	-	-	-	

CENTRO	Res	Com	Ind	Ut
	-	-	-	

SUD	Res	Com	Ind	Ut
	-	-	-	

Non profittevole In alcuni casi In molti casi

costi, e alla maturazione del settore.

Le differenze si avvertono maggiormente per impianti di **grande taglia**:

- Il **fotovoltaico al Nord** è profittevole solamente in **pochi casi**, con CAPEX bassi e alto PMZ; al **Centro** la situazione migliora lievemente, mentre al **Sud** lo è anche per **prezzi dell'energia più bassi**
- **L'eolico** ha una suddivisione ancora più marcata: per l'assenza di siti adeguati al **Nord** non è **mai conveniente**; al **Centro** lo è in certe zone e con un prezzo dell'energia favorevole, mentre al **Sud** lo è **più frequentemente**

Bisognerà poi valutare l'immissione di una tale quantità di energia da fonti non programmabili sia in termini di stabilità del sistema che per quanto riguarda il prezzo a cui verrà transata l'elettricità.

La situazione attuale – con la carina certo non tutta colorata di verde acceso – non è tuttavia sufficiente a garantire l'ammontare di installazioni previsto nella SEN, visto che permangono diverse zone di criticità.

Vi è poi il tema affatto banale del costo per lo Stato, poi ribaltato in bolletta sulla collettività, dei nuovi strumenti di supporto previsti per favorire le installazioni. Nella SEN e nella nuova bozza del decreto relativo alle rinnovabili sono stati ipotizzati invece **contratti per differenza (CFD) "a due vie"**.

Nel Rapporto sono stati analizzati due casi di questi contratti: uno in cui il prezzo fisso è stato posto pari a **50 €/MWh**, molto competitivo, il secondo in cui è stato posto pari a **60 €/MWh**, più conservativo. L'ana-

lisi è stata effettuata solamente per gli impianti di taglia maggiore, pari

a **30 MW, sia eolici che fotovoltaici**, questi ultimi solo nella configurazio-

		CFD a due vie					
		Strike price 50 €/MWh			Strike price 60 €/MWh		
Scenario di prezzo	Impianto	IRR levered	PBT	Costo a Impianto per lo Stato* (€)	IRR levered	PBT	Costo a Impianto per lo Stato* (€)
PUN stabile	FV Nord	1,3%	> VU	2.940.083	6,2%	> VU	- 2.195.698
	FV Centro	4,4%	> VU	1.060.498	10,9%	10	- 4.717.256
	FV Sud	8,1%	23	1.860.185	16,0%	7	- 4.559.542
	Eolico	4,2%	> VU	4.248.187	7,8%	24	- 3.913.442
PUN in crescita	FV Nord	3,6%	> VU	7.217.571	7,7%	26	2.081.790
	FV Centro	6,2%	> VU	5.742.660	11,8%	10	- 35.094
	FV Sud	9,7%	22	7.716.222	16,5%	7	1.296.495
	Eolico	5,1%	> VU	11.011.302	8,5%	24	2.849.674



ne con tracker, e a **CAPEX intermedi (800 €/kW per il FV e 1.200 €/kW per l'eolico)**. Per quanto riguarda il fotovoltaico l'analisi è stata fatta

per zona (Nord, Centro e Sud) con i rispettivi irraggiamenti; per quanto riguarda l'eolico si è ipotizzato un solo valore di ore di funzionamen-

		CFD a due vie	
		Strike price 50 €/MWh	Strike price 60 €/MWh
Scenario di prezzo	Impianto	Costo Tot per lo Stato* (M€)	Costo Tot per lo Stato* (M€)
PUN stabile	FV Nord 155 impianti	456	-340
	FV Centro 129 impianti	137	-609
	FV Sud 160 impianti	289	-730
	Eolico 303 impianti	1.394	-1.285
	TOT	2.275	-2.963
PUN in crescita	FV Nord 155 impianti	1.119	323
	FV Centro 129 impianti	741	-5
	FV Sud 160 impianti	1.235	207
	Eolico 303 impianti	3.614	935
	TOT	6.709	1.461

to annuale, pari a 2.400 ore annue. I casi analizzati conducono a **risultati profondamente diversi**:

- Nel caso in cui il CFD sia fissato su uno **strike price di 50 €/MWh** entrambi gli scenari di prezzo sono **molto sfavorevoli ai proprietari di impianti**, producendo un **surplus per lo Stato di 2,3 miliardi di € nel primo caso e di 6,7 miliardi di € nel secondo**. Considerando **i 20 anni di contratto** si tratta di circa **115 M€/anno**, nel primo caso, e di **335 M€/anno**, nel secondo, dovuto al fatto che **il PUN rimane sempre oltre tale «strike price»** e gli operatori restituiscono l'extra-profitto
- Nel caso in cui il CFD sia fissato su uno **strike price di 60 €/MWh** gli **impianti ottengono rendimenti accettabili** (escluso un impianto fotovoltaico nella zona del Nord), mentre **la spesa per lo Stato è**

profondamente diversa nei due scenari: nel caso di PUN stabile **l'esborso è di quasi 3 miliardi di €**, mentre se il PUN aumentasse avrebbe un **surplus di 1,5 miliardi di €**. In termini di costo o surplus annuale si avrebbe una spesa di **150 M€/anno** nel primo caso e un risparmio di **75 M€/anno** nel secondo

Per dare un'idea del «peso» di questo meccanismo si pensi che il **V Conto Energia** ha un **costo annuale di 700 M€**.

La dipendenza così forte dall'andamento del prezzo dell'energia, anche se intrinseca nel modello, **appare come un ulteriore e significativo fattore di rischio** (a ben vedere per entrambe le parti, sia gli investitori privati che lo Stato).

E' indispensabile infine sottolineare come lo strumento di PPA (Power Purchase Agreement) che è individuato dalla SEN come l'ideale prosecuzione dei CFD, facendo entrare in gioco la controparte privata e quindi lasciando al mercato di adeguare caratteristiche contrattuali e tariffe, non sia ancora "maturo" per le caratteristiche del mercato Italiano.

In buona sostanza, appare **necessario trovare un meccanismo più efficace** o in alternativa rivedere le previsioni di sviluppo.

Se si vuole perseguire la prima strada, ovvero la definizione di un meccanismo di accompagnamento più efficace, la **discussione con gli operatori del settore e partner della ricerca**, ci ha permesso di formulare una ipotesi di strumento al-

ternativo.

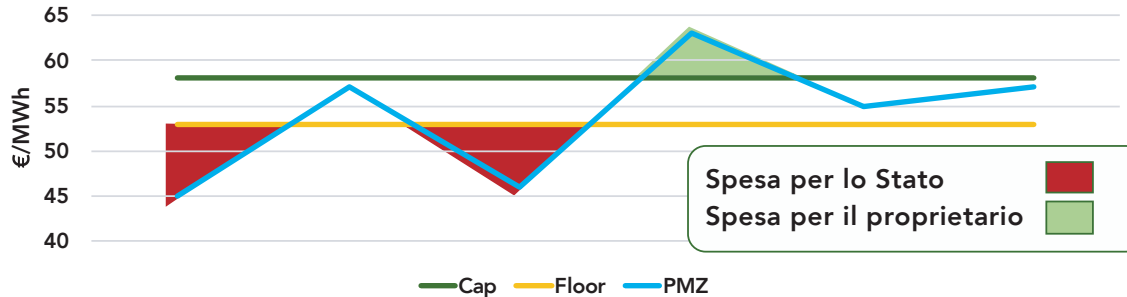
Questa ipotesi – che in realtà ha già degli antecedenti ad esempio nel sistema australiano – **ha le caratteristiche di un CFD a due vie «con banda di oscillazione».**

Un CFD con banda è assimilabile a un contratto a due vie, ma vengono definiti due valori invece che fissare uno *strike price*: il prezzo inferiore, *floor*, e il prezzo superiore, *cap*:

- $PUN < floor$: la controparte, ipotizziamo lo Stato, paga la differenza
- $Floor < PMZ < cap$: il proprietario riceve il PMZ
- $PUN > cap$: il proprietario dell'impianto restituisce la differenza

Appare evidente che il CFD «con banda di oscillazione» ha l'effetto di mitigare il rischio tra le due parti: se fissata adeguatamente, la

Contract for difference con banda



«banda» può portare a **risultati positivi sia per lo Stato che per i proprietari di impianti** e può quindi più facilmente **portare il mercato verso la necessaria maturità dei PPA Corporate** (dove peraltro potrebbe usarsi il medesimo sistema, volendo). Bisogna inoltre considerare che

i risultati sono fortemente «ancorati» **alla situazione attuale di costi**: una riduzione dei **CAPEX** nelle due tecnologie può portare i risultati **entro la soglia di accettabilità**.

Il CFD «con banda di oscillazione» è una possibile risposta, certo non

Executive Summary

		CFD a due vie semplice		CFD a due vie con banda
		Strike price 50 €/MWh	Strike price 60 €/MWh	Floor = 53 €/MWh Cap = 58 €/MWh
Scenario di prezzo	Impianto	Costo Tot per lo Stato* (M€)	Costo Tot per lo Stato* (M€)	Costo Tot per lo Stato* (M€)
PUN stabile	FV Nord 155 impianti	456	-340	48
	FV Centro 129 impianti	137	-609	-181
	FV Sud 160 impianti	289	-730	-198
	Eolico 303 impianti	1.394	-1.285	-55
	TOT	2.275	-2.963	-386
PUN in crescita	FV Nord 155 impianti	1.119	323	583
	FV Centro 129 impianti	741	-5	288
	FV Sud 160 impianti	1.235	207	560
	Eolico 303 impianti	3.614	935	1.740
	TOT	6.709	1.461	3.171



l'unica, al tema sollevato. Di certo è però necessario che una soluzione venga trovata, attraverso il coinvolgimento di tutti gli attori e *stakeholder* del mercato. **La posta in gioco – non solo la SEN ma evidentemente anche il rilancio dell'intero sistema economico connesso alle rinnovabili – è troppo alta perché non vi sia la volontà di raggiungere l'obiettivo.**

La propensione al revamping/repowering: una possibilità concreta di valorizzazione del parco installato in Italia

Nel Rapporto si è dato ampio spazio – **attraverso una estensiva indagine empirica che ha coinvolto oltre 300 operatori** – anche alla tematica del revamping/repowering del parco installato, come possibilità concreta di valorizzazione del parco installato.

to.

Complessivamente il 41% degli operatori dichiara di avere già effettuato interventi di ammodernamento, ed un ulteriore 20% dichiara di averli in programma. Ne consegue che – generalizzando i risultati – più della metà del parco rinnovabile italiano (per potenza installata) è stato o sarà soggetto ad interventi di revamping/repowering.

La propensione agli interventi di ammodernamento è però piuttosto variegata se si guarda alle diverse fonti, **passando dal caso delle biomasse che** – nonostante la citata crisi degli investimenti nel mercato primario – **sembra catalizzare gli interessi di revamping/repowering soprattutto alla luce del nuovo decreto che incentiva il biometano per uso nei trasporti, sino al caso**

dell'idroelettrico dove l'oltre 60% dichiara di aver già fatto o intenzione di effettuare interventi di ammodernamento.

Laddove sono stati effettuati gli interventi, gli **incrementi di prestazione a valle dell'ammodernamento sono evidenti e significativi**. Se appare abbastanza scontato che una grande percentuale (quasi il 75%) del campione abbia riscontrato aumenti di performance, è interessante notare che **più di metà di questi abbia registrato incrementi superiori al 5%**.

Gli interventi effettuati sono stati anche – con una certa cautela a dire il vero, con la grande maggioranza (più del 75%) che si pone su posizioni più intermedie – supportati dalla possibilità di preparare il proprio impianto allo sfruttamento

delle potenzialità del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, ossia il mercato dove Terna si **approvvigiona delle risorse necessarie per il bilanciamento** dei flussi energetici sulla rete elettrica nazionale.

Non è un caso, infatti, che ben **il 60% degli intervistati abbia risposto positivamente alla volontà di inserire sistemi di accumulo/storage dell'energia e pompaggi** all'interno di **parchi di generazione di energia rinnovabile**.

Un segno che i sistemi di accumulo stanno iniziando ad interessare gli operatori, anche se ancora due terzi di questi pensino che l'implementazione avverrà nel medio-lungo termine.

Coloro che invece non hanno effettuato e non hanno in piano inter-

venti di ammodernamento (il 40% complessivo del campione) hanno indicato **la bassa sostenibilità economica come il maggior elemento di criticità, seguito però da problematiche a livello legislativo**: queste riguardano la **complessità degli iter legislativi**, l'elevato potere in mano alle PA locali e la mancanza di iter ad hoc per impianti già operativi.

Nel **fotovoltaico**, l'intervento di **revamping/repowering** più diffuso ha riguardato **la sostituzione di moduli deteriorati oltre le previsioni iniziali riguardo il loro decadimento prestazionale (il 40% del campione)**. La principale **causa scatenante** è stata, per il **24%** degli interventi di ammodernamento la **correzione di errori progettuali** commessi durante la fase di corsa **agli incentivi dei vari conti energia**. I risultati degli interventi sono stati decisamente

positivi, **con il 61% degli intervistati che dichiara aumenti del *performance ratio***. Viceversa, il maggior freno agli interventi di ammodernamento è stata **la bassa sostenibilità economica dell'intervento (per il 35% del campione)** che non ha peraltro particolarmente beneficiato dei supporti del Piano Industria 4.0 (con solo il 17% del campione che dichiara di avervi avuto accesso).

Nell'**eolico** vi è una netta prevalenza degli interventi di **revamping «light»**, indicati dal **61%** del campione come l'operazione maggiormente effettuata. Il principale motivo dietro gli interventi è da ricercarsi **nell'evoluzione tecnologica dei componenti (39%)**. **Ben l'83% degli intervistati ha registrato un aumento del PR**, e per molti di loro **superiore al 5% (63%)**. Diversamente dal fotovoltaico, la principale barriera-

ra è stata la **mancanza di iter autorizzativi ad hoc (46%)**.

Per quanto riguarda l'idroelettrico è **l'installazione dei sistemi di monitoraggio** l'intervento più «gettonato» tra gli operatori **(40%)**, causato da un'evoluzione dei sistemi di automazione e monitoraggio **(26%)**. Anche in questo caso **circa il 64%** degli intervistati ha registrato incrementi nel PR e più della metà di essi **(54%) superiori al 5%**. Come per l'eolico, **la maggior barriera è stata normativa: il 45% vede gli iter autorizzativi troppo lunghi e complessi** come la più grande difficoltà per poter implementare interventi di revamping/repowering.

Le biomasse mostrano una predilezione per l'installazione **di sistemi di monitoraggio avanzati (48%)** che permettono una gestione oculata

della produzione grazie al controllo simultaneo di numerose variabili che agiscono sul *digestore*. Proprio **l'evoluzione di questi sistemi** è stata indicata come la causa maggiore di implementazioni di azioni correttive **(21%)**. È comunque da rilevare una buona percentuale di risposte (19%) che indicano nell'upgrade a biometano una buona opportunità per il futuro in seguito all'approvazione del decreto, che potrebbe fungere da volano per il settore. La percentuale di coloro che hanno registrato un aumento del PR è inferiore rispetto alle altre fonti, ma comunque pari al **50%**. La maggiore barriera è in questo caso la **bassa sostenibilità economica** degli interventi **(43%)**.

È però interessante anche focalizzare l'analisi sui *player* più «rappresentativi» del mercato, ovvero **sui proprietari di asset che «pesano» con**

i loro impianti per diverse decine o centinaia di MW l'uno sul mercato e che rimangono nella «top 10» per base installata in Italia nella loro categoria.

Se si limita l'analisi a questi operatori, il quadro che esce è ancora più interessante per quanto riguarda la propensione agli interventi di revamping/repowering.

Il 55% dei principali operatori di mercato ha effettuato, o effettuerà a breve, interventi di revamping/repowering, ed un ulteriore 10% lo sta pianificando. Questo è ancor più vero per il fotovoltaico e l'eolico dove la quasi totalità dei soggetti intervistati o ha già fatto interventi, o pianifica di mettere «mano» ai propri impianti nel breve termine, mentre per le biomasse oltre l'80% riferisce che ad oggi non

ha ancora effettuato interventi ma che li prevedere di fare nei prossimi 2 anni.

Considerando il parco installato sotto il controllo di questi operatori, la potenza complessivamente soggetta a revamping/repowering arriva a circa 3.000-3.500 MW da fonte rinnovabile, ovvero il 6% del totale del parco installato italiano.

Anche con riferimento alle principali barriere legate all'implementazione di interventi di ammodernamento le differenze rispetto all'analisi generale sono evidenti. La bassa sostenibilità economica è ancora presente, ma in misura inferiore. Ciò che invece appare molto più problematico sono le tematiche legislative e in particolare gli iter autorizzativi, considerati troppo lunghi e complessi da oltre il 70%

del campione.

Il mercato atteso nel periodo 2018-2020: le previsioni di Energy & Strategy

Il mercato atteso delle installazioni da rinnovabili, così come delineato nelle slide precedenti, **può essere quindi stimato nel prossimo triennio tra gli 8 ed i 10 GW complessivi**, di cui circa il **25%** (una quota quindi comunque non trascurabile) **derivante da interventi di revamping/repowering**.

Il **fotovoltaico** rappresenterà oltre il **55% del totale del nuovo installato**, seguito dall'**eolico con il 35%**. Rispetto a quanto osservato quindi rispetto **al triennio trascorso** ci si attende **un ulteriore «sbilanciamento» a favore della fonte solare**. Sbilanciamento che, come accenna-

to in precedenza, sarà anche probabilmente il frutto della competizione diretta (sulla stessa quota di contingente) prevista dal nuovo Decreto Rinnovabili.

Nel complesso **per il fotovoltaico** pare ragionevole attendersi **installazioni nell'ordine dei 4,5 – 5 GW nel triennio (pari a circa 1.5 GW all'anno)**. Di questi la grande parte è ascrivibile ad **impianti di taglia medio-grande (sopra 1 MW) con oltre 3.5 GW costituiti da impianti che probabilmente non avranno nemmeno bisogno di sistemi di supporto**.

Nel caso dell'eolico invece pare ragionevole attendersi **installazioni nell'ordine di 1,5 – 2,2 GW nel triennio (pari a circa 600 MW all'anno)**. Largamente minoritario il ruolo del mini-eolico, mentre sa-

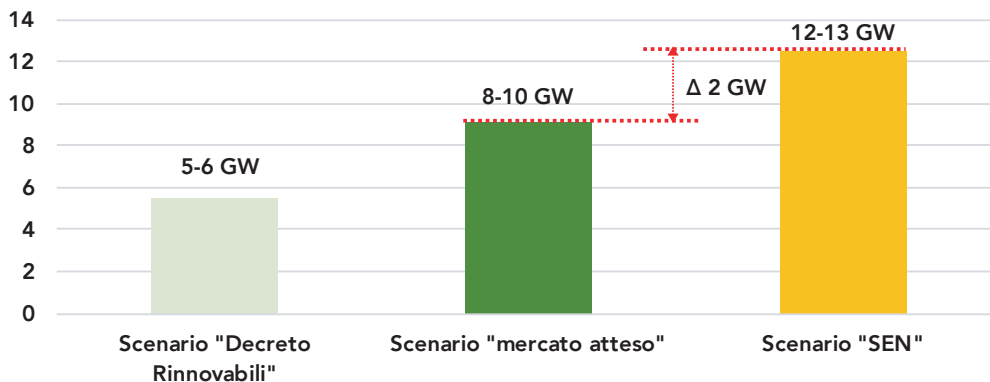
ranno i parchi di medie e grandi dimensioni a catturare l'interesse degli investitori.

Idroelettrico, geotermico e impianti alimentati da gas provenienti dalle discariche esaurite (secondo la classificazione del Decreto Rinnovabili) giocheranno – almeno per tutto il prossimo triennio - un ruolo da «gregario», contribuendo nel

complesso per una nuova potenza installata che non andrà oltre i 400 MW (ad un passo quindi tra i 100 ed i 130 MW complessivi all'anno, in linea con quanto osservato nel recente passato).

Se si confronta l'andamento atteso dal mercato con quanto previsto – per il medesimo periodo – dal Decreto Rinnovabili e dalla SEN, si

Nuova potenza installata attesa nel triennio 2018-2020



ottiene il grafico.

Il bicchiere “mezzo pieno” riguarda la distanza (tra i 2 ed i 4 GW) tra la somma dei contingenti previsti dal Decreto nel periodo 2018-2020 ed il mercato atteso. Segno comunque inequivocabile del fatto che esiste – ed è comunque significativo – un mercato delle nuove installazioni da fonti rinnovabili che **non dipende da sistemi di supporto** ed è quindi in grado di esplicare una domanda autonoma anche nel nostro Paese.

Il bicchiere “mezzo vuoto” riguarda invece la distanza, o meglio sarebbe a dire il ritardo di quasi 2 GW che si accumulerebbe nel prossimo triennio rispetto agli obiettivi SEN, considerando quindi la distanza tra il «passo» atteso delle installazioni e quello che si dovrebbe invece tenere per centrare gli obiettivi

della SEN.

Se è vero quindi che ci si attende un «salto» nelle installazioni annuali (3.000 MW contro i quasi 900 del 2017, + 330%), non è ancora sufficiente a garantirci il raggiungimento dell’ambizioso scenario SEN

Quali le strade per aumentare le installazioni?

Sicuramente vi è un tema – ampiamente dibattuto nel capitolo 4 – relativo a come **garantire in maniera più efficace di come si sia ipotizzato sino ad ora l’accompagnamento di fotovoltaico ed eolico verso forme pure di mercato.**

Vi è poi la **delicata questione delle aste neutre**, che pare come visto privilegiare il fotovoltaico, ma che forse non tiene in debito conto la di-

versità tra le diverse fonti e la loro capacità di distribuire la produzione (che impatto avremmo sul prezzo dell'energia nelle ore centrali della giornata in una condizione «teorica» in cui tutto il contingente vada appannaggio del fotovoltaico?)

Vi è infine - **e va ancora ricordato no-**

nostante sia una costante ormai da quasi un decennio – l'impatto dell'incertezza politica e legislativa, che ci fanno commentare una SEN ed un Decreto Rinnovabili (peraltro ancora in bozza) elaborate da un Governo non più in carica e con una elevata probabilità di essere riviste (anche pesantemente) da chi ne prenderà il posto.

Davide Chiaroni

Responsabile della Ricerca



Federico Frattini

Responsabile della Ricerca



Damiano Cavallaro

Project Manager





POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS



I numeri delle Rinnovabili in Italia 1

Partner



CVA



EDISON
EDF GROUP



renewables



Con il patrocinio di

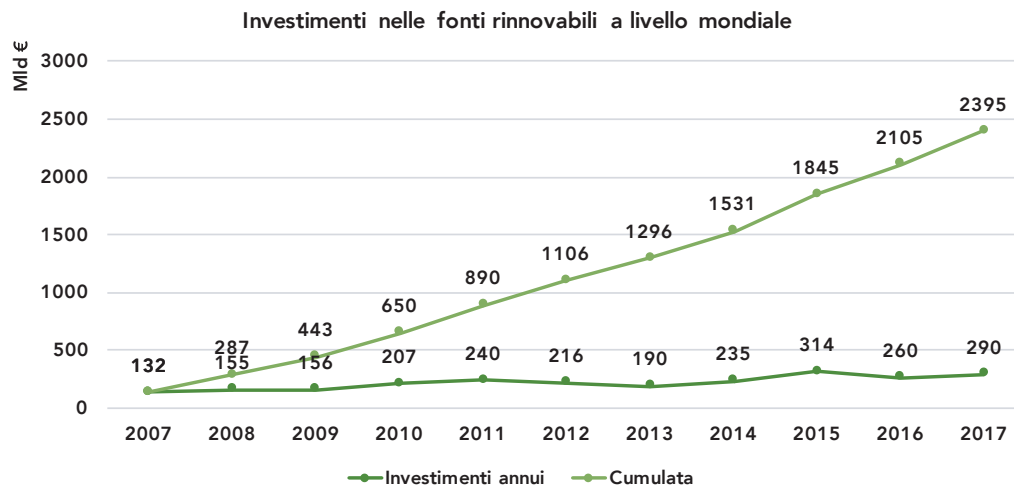


Obiettivi della sezione

- Gli obiettivi della presente sezione del rapporto sono:
 - **analizzare l'andamento** – sino a tutto il 2017 (e con un aggiornamento sui primi dati disponibili nel 2018) – **delle installazioni di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in Italia;**
 - **studiare la distribuzione per taglia della nuova potenza installata** in ciascuna fonte, valutandone l'evoluzione nel tempo;
 - **valutare l'ammontare complessivo degli investimenti effettuati in Italia** per ciascuna fonte nel corso dell'ultimo anno;
- Il quadro italiano è preceduto da una breve introduzione sull'andamento del mercato delle rinnovabili a livello globale.

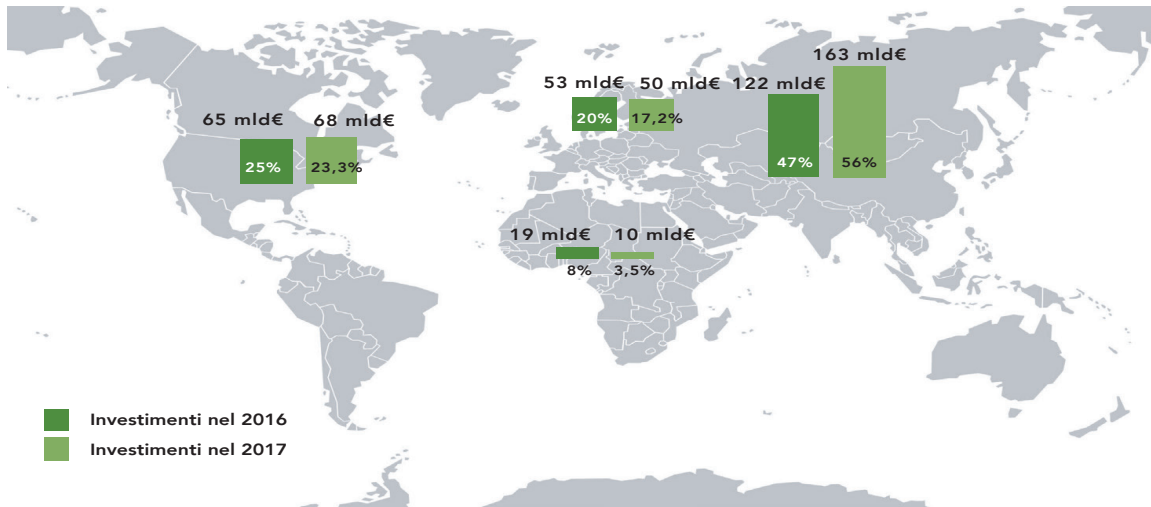
Gli investimenti globali in rinnovabili

- Nel 2017 sono stati investiti per la realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili **circa 290 miliardi di € a livello globale**, in crescita dell'**11,5%** rispetto al **2016** ma inferiori del **7,6%** rispetto al **2015** che aveva invece segnato **investimenti record**, oltre i **300 miliardi di €**.



Gli investimenti globali in rinnovabili

- La figura seguente sintetizza la variazione degli investimenti degli ultimi due anni suddivisi per area geografica.

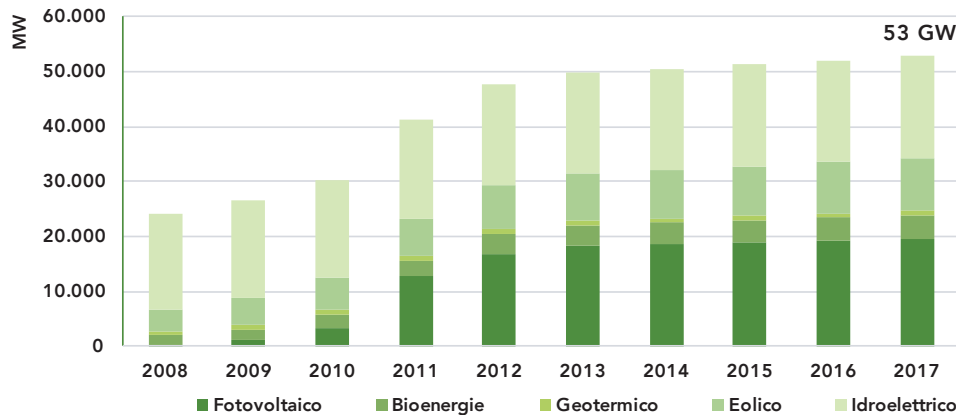


Gli investimenti globali in rinnovabili

- Gli investimenti **nell'area EMEA** sono leggermente in **discesa** nel 2017 (**-21,5%**), con un valore pari a poco più di **60 mld €**, prevalentemente concentrati in Europa.
- Gli investimenti **nell'area AMERICANA** (USA, America Centrale, America meridionale) sono rimasti pressoché stabili nel 2017, pari a circa **68 mld €**. **USA, Messico e Chile guidano il continente** per la quantità degli investimenti destinati alle energie rinnovabili. E questo nonostante la nuova politica del Governo USA sembri essere meno accomodante verso le forme di produzione di energia tradizionali al fossile.
- Gli investimenti **nell'area APAC (163 mld €)** sono ancora fortemente cresciuti rispetto al 2016. Gli investimenti effettuati nella zona asiatica sono fortemente trainati dalla **Cina**, che da sola ha investito circa il **70% del totale**. Ben oltre la metà degli investimenti cinesi è stata dedicata al **settore fotovoltaico**.
- **Non sembra quindi invertirsi la tendenza**, già osservata nel recente passato, **che sposta decisamente verso est il baricentro degli investimenti** e relega l'Europa, dove pure la base installata pari a oltre **540 GW** complessivi, è stata superata dall'installato totale cinese pari a oltre **670 GW**, ad un ruolo da comprimario.

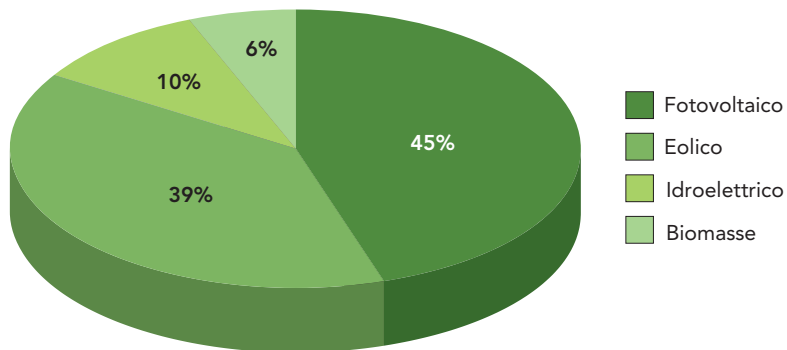
L'andamento della potenza installata da rinnovabili in Italia dal 2008 al 2017

- La nuova potenza installata nel corso del 2017 è stata di circa 900 MW, più di 120 MW superiore a quella installata nello stesso periodo del 2016 (+15%). Una crescita comunque sostenuta (a doppia cifra) nonostante la non facile situazione economica e politica che ha caratterizzato lo scorso anno.
- Complessivamente la **potenza installata da rinnovabili raggiunge quasi i 53 GW (36 GW se si esclude l'idroelettrico "storico" già installato nel nostro Paese prima degli anni '00)**, ossia più del **40% del parco di generazione italiano** (pari a circa 117 GW e che non ha visto nel corso dell'ultimo anno nessun incremento di potenza connesso a produzione da fonte tradizionale).



La potenza installata da rinnovabili in Italia nel 2017: il quadro delle fonti

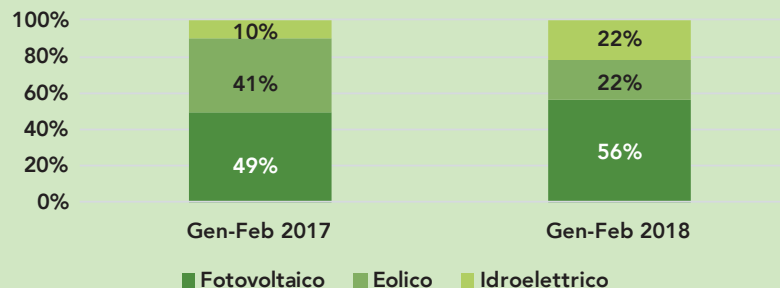
- I circa 900 MW di potenza installata nel 2017 sono in realtà suddivisi tra le diverse fonti come indicato nel grafico. E' il fotovoltaico a guidare la classifica delle installazioni con **410 MW**, seguito dall'eolico con **360 MW**, e idroelettrico con **95 MW** mentre sono le biomasse con soli **50 MW** a chiudere la classifica.



BOX 1: La potenza da rinnovabili installata in Italia nel primo bimestre 2018

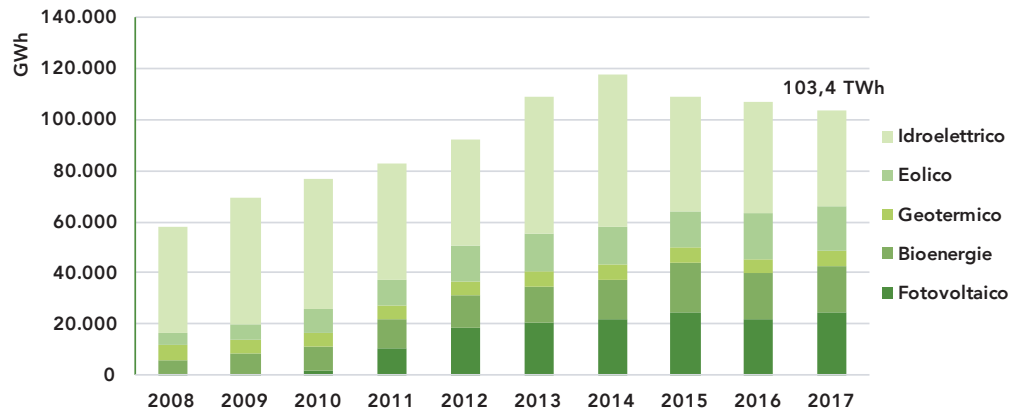
- Nel **primo bimestre 2018** sono stati complessivamente installati **107 MW di nuova potenza**, di cui **60 MW di fotovoltaico**, **23MW di eolico** e **23MW di idroelettrico**. Rispetto al 2017, la crescita del nuovo installato del primo bimestre è cresciuta del 3%, pari a pochi MW aggiuntivi. Si può quindi notare che non ci sono state differenze significative rispetto all'anno precedente.
- Da notare però, le variazioni nella ripartizione della nuova potenza installata. **Il fotovoltaico è cresciuto del 17% in termini di potenza** e copre il **56% dell'installato del primo biennio**. **L'eolico ha perso il 45% in termini di potenza** e copre nel primo bimestre 2018 il **22%** dell'installato totale. **L'idroelettrico ha segnato una crescita oltre il doppio della potenza installata nello stesso periodo del 2017**, e copre anch'esso il **22%** della nuova potenza installata.

Confronto Installato Gen - Feb 2017/2018



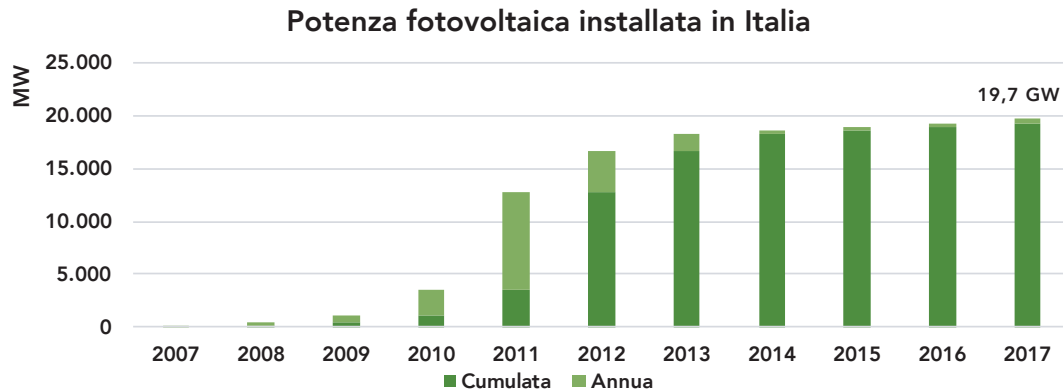
L'andamento della produzione elettrica da rinnovabili in Italia dal 2008 al 2017

- Nel 2017 le rinnovabili hanno contribuito al **36,2% della produzione** e alla **copertura del 32,4% della domanda** elettrica nazionale che ha superato i **320 TWh (22,7% della domanda se si esclude ancora una volta l'idroelettrico "storico")**. La **produzione** da rinnovabili ha **segnato un -3,3%, rispetto al 2016 con 103,4 TWh prodotti**.
- Appare evidente dal grafico come a questo calo abbiano contribuito in particolare **l'idroelettrico** con un **-14,3%** dovuto **alle scarse precipitazioni**. **L'idroelettrico ha raggiunto nel 2017 il valore più basso degli ultimi 10 anni scendendo sotto i 40 TWh di produzione elettrica**.



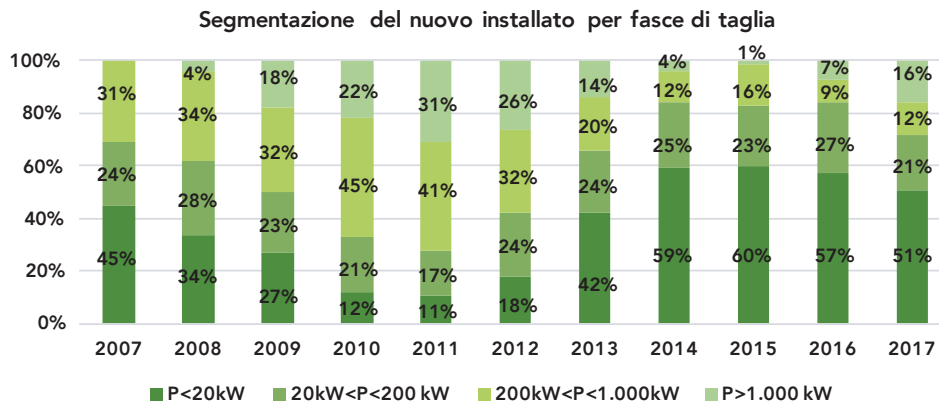
Il Fotovoltaico in Italia: la potenza installata nel 2017

- Il volume complessivo di potenza fotovoltaica installata è di circa **19.670 MW** a fine **2017**, grazie alla **nuova potenza installata** pari a circa **410 MW**, in crescita di circa il **10,8%** rispetto a quanto accaduto nell'anno precedente.
- Il ritorno alla crescita delle installazioni, dopo il rallentamento del 2015, resta un **segno positivo** circa la possibilità del mercato di **esprimere ormai una domanda** che – sebbene su livelli non comparabili al periodo 2010-2013 – **può però essere considerata completamente indipendente dai meccanismi di incentivazione**.



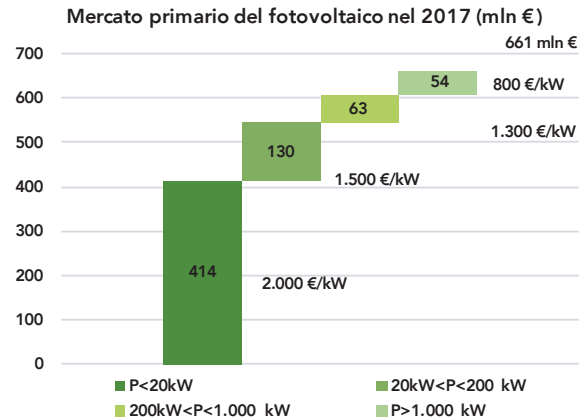
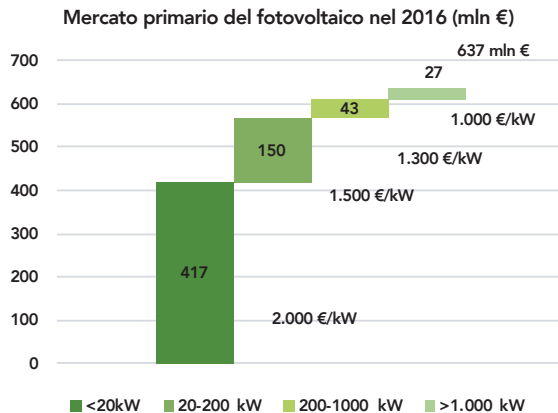
Il Fotovoltaico in Italia: la segmentazione per taglia di impianto

- Dopo la virata verso il settore residenziale verificatasi fino al 2015, è interessante sottolineare **l'inversione di tendenza che si è avuta a partire dal 2016, con il ritorno agli impianti di grande taglia.**
- **Il dato del 2017 (16% della potenza installata in impianti oltre 1 MW) è però influenzato dall'ingresso di un unico grande impianto fotovoltaico da 64 MW a Montalto.** In termini generali il sentiment degli operatori – e lo si vedrà meglio più avanti nel capitolo sulla Strategia Energetica Nazionale – è tornato ad essere positivo su questo tipo di installazioni ed è quindi più che plausibile ritornare a distribuzioni per taglia più «equilibrate»



Il Fotovoltaico in Italia: il valore degli investimenti nel 2017

- Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel **2017** a circa **661 mln €**. Il **mercato residenziale ha pesato per circa 414 mln € (poco più del 60% del totale)**, rappresentando il **50%** della potenza installata con livelli di costo al kW nell'intorno **dei 2.000 €**, sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente. **Da sottolineare invece il calo dei costi per gli impianti di taglia più grande, scesi sotto la soglia del milione di € al MW.**



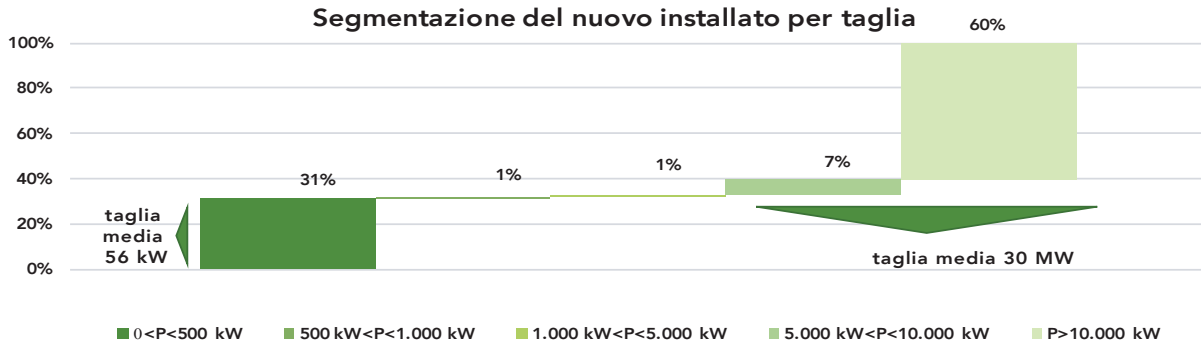
L'Eolico in Italia: la potenza installata nel 2017

- Il volume complessivo di potenza eolica installata è giunta a oltre **9.811 MW a fine 2017** con un **valore di nuove installazioni pari a circa 359 MW (+23,8% rispetto al 2016)**. E' opportuno ricordare come, considerata la conformazione del territorio nazionale e la relativa ventosità, la **quasi totalità della potenza connessa (99%) è localizzata nelle regioni del Sud Italia**.



L'Eolico in Italia: la segmentazione per taglia di impianto

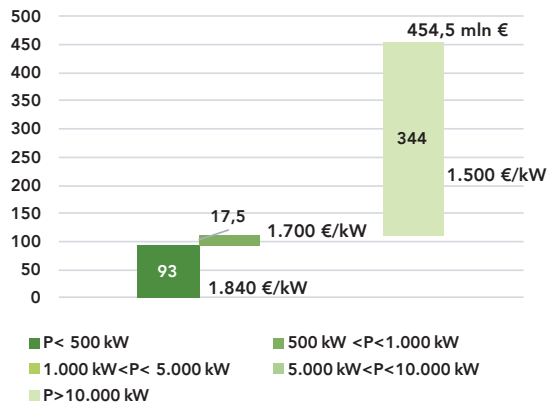
- La nuova potenza eolica in Italia è ripartita tra gli impianti di potenza **sopra i 5 MW, pari a circa il 67% del totale**, e il comparto del mini eolico che pesa invece per il restante **31%** sulle installazioni complessive.
- Nel 2017 hanno avuto un notevole incremento, in termini di numero di impianti installati, quelli ascrivibili al range di taglie al di sotto dei 200 kW, pari a 1974 nuovi impianti contro gli 863 installati nel 2016.
- Il 99% delle nuove installazioni, in numero di impianti, riguarda questa tipologia di impianti, soprattutto a causa del fatto che al di sotto dei 60 kW è stato possibile fino al 31/12/2017 accedere all'incentivo tramite accesso diretto.



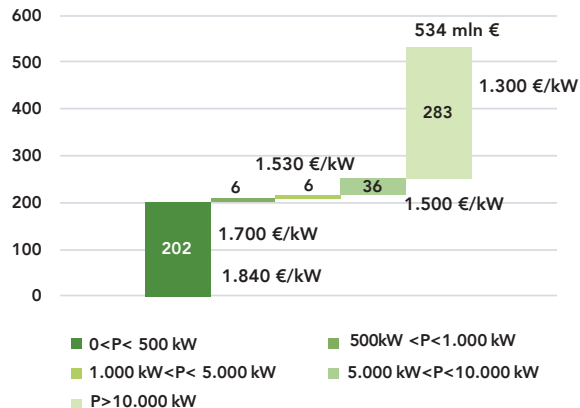
L'Eolico in Italia: il valore degli investimenti

- Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari a poco più di **534 mln €**. La **larga maggioranza** è rappresentata da impianti di taglia superiore ai 5 MW, con un controvalore di oltre **280 mln €** (circa il 54% del totale). Il costo in €/kW nel corso del 2017 si è attestato nel range compreso tra i 1.840 € per gli impianti di piccola taglia e i 1.300 € per gli impianti di taglia maggiore.

Mercato primario dell'eolico nel 2016 (in mln €)

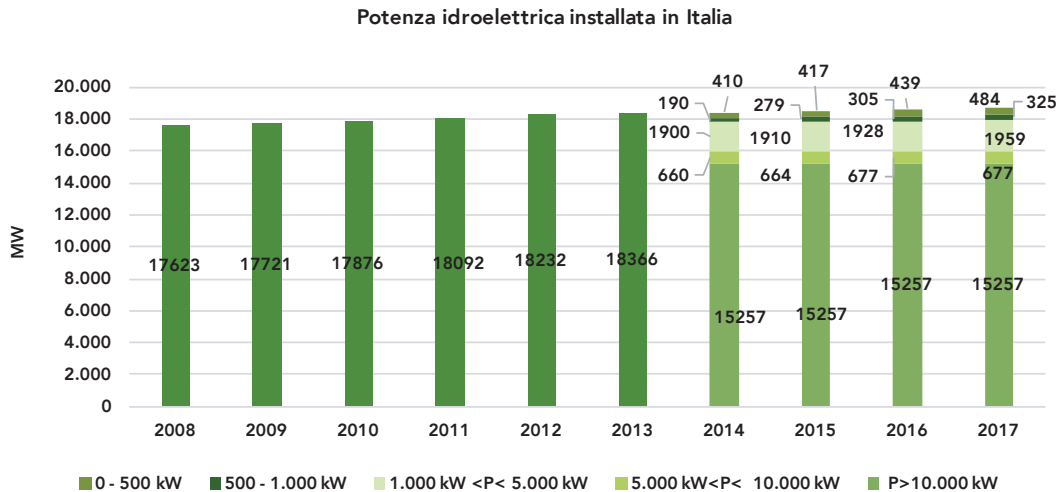


Mercato primario dell'eolico nel 2017 (in mln €)



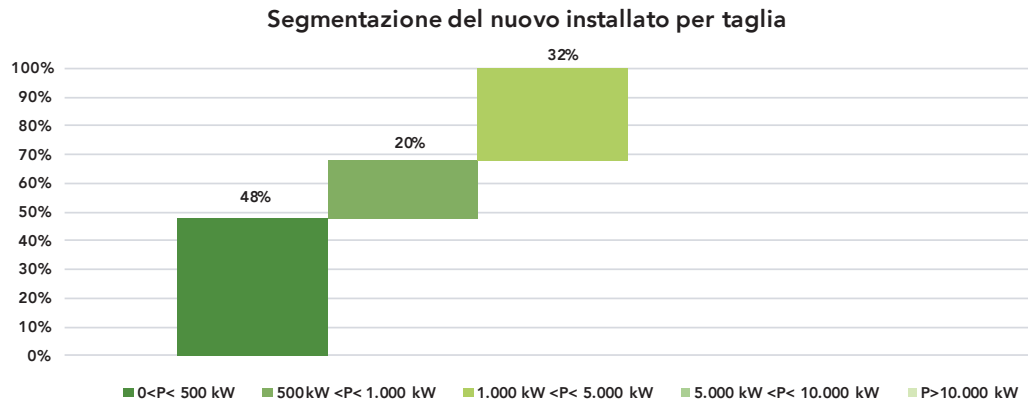
L'Idroelettrico in Italia: la potenza installata nel 2017

- Il volume complessivo di potenza idroelettrica installata è di **18.702 MW a fine 2017** con un **valore delle nuove installazioni pari a circa 95 MW**, volumi lievemente superiori rispetto al 2016.
- Le **Regioni** che hanno installato di più nel 2017 sono le stesse del 2016, **la Lombardia (26,35 MW)**, il **Piemonte (21,8 MW)** e il **Trentino (9,08 MW)**.



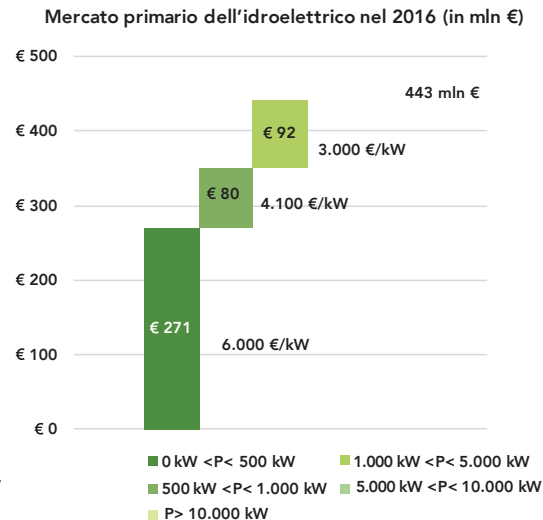
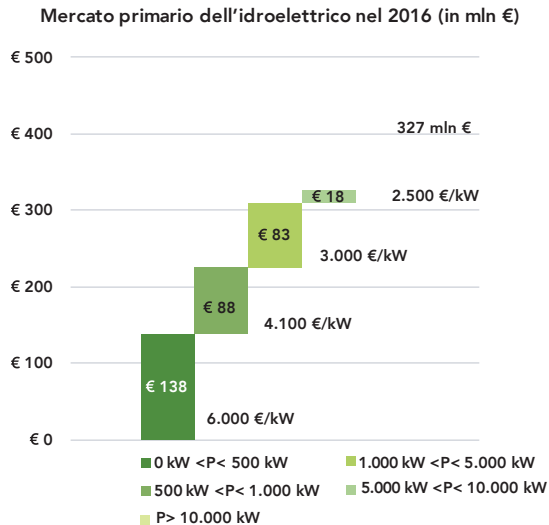
L'Idroelettrico in Italia: la segmentazione per taglia di impianto

- La nuova potenza idroelettrica installata in Italia nel 2017, è per la metà rappresentata dal **comparto del mini idroelettrico con impianti sotto i 500 kW** mentre la parte restante del nuovo installato è relativa agli impianti di potenza compresa tra i **500 kW e 5 MW**. Da sottolineare la totale assenza di installazioni relative al comparto del grande idroelettrico.
- Anche nell'ultimo anno hanno avuto un notevole incremento, in termini di numero di impianti installati, quelli ascrivibili al **range di taglie al di sotto dei 500 kW**, pari a **313 nuovi impianti**; l'**88%** delle nuove installazioni riguarda infatti questa tipologia di impianti.



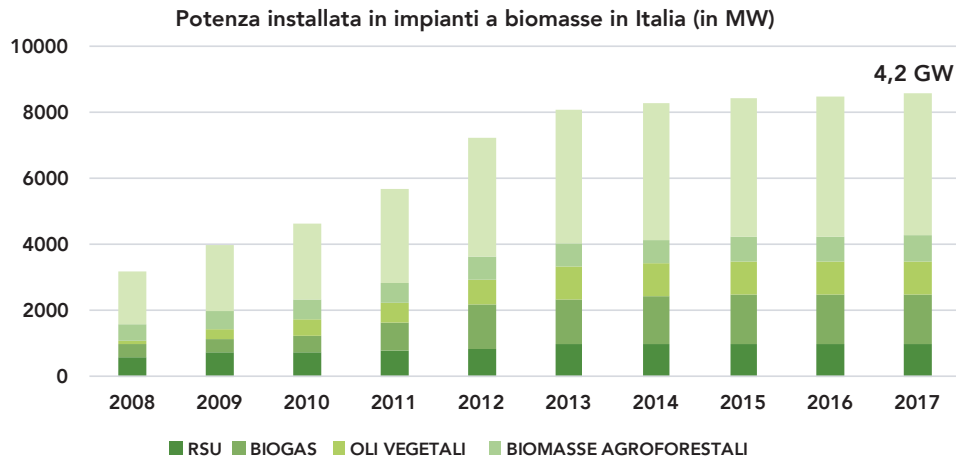
L'Idroelettrico in Italia: il valore degli investimenti

- Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel 2017 a circa **443 mln €**, in larga parte appunto attribuibile agli impianti di piccola taglia. **E' interessante notare** come in questo caso **la differenza di costo in €/kW tra grandi e piccoli impianti sia estremamente significativa**. Con gli impianti sotto i 500 kW che costano oltre 2,5 volte quelli compresi tra 5 e 10 MW.



Le Biomasse in Italia: la potenza installata nel 2017

- **La potenza cumulata**, sommando le quattro diverse tipologie di biomassa utilizzate per la produzione elettrica e riportate in figura, **ha superato, al termine del 2017, i 4,2 GW**, con una **crescita complessiva quindi di «soli» 50 MW nel 2017**, rispetto ai 40 MW del 2016.
- **Lo «stallo» delle nuove installazioni è quindi evidente e continua ormai dal 2014**. Sarà interessante vedere quali impatti produrrà il **nuovo decreto**, relativo al **supporto degli impianti per la produzione del biometano con destinazione d'uso trasporti** entrato in vigore a inizio marzo 2018, sulle future installazioni.



BOX 2: Il Biometano

- Tra le biomasse con potenziale residuo rilevante vi è sicuramente il **biometano**: il gas, prodotto dalla digestione anaerobica di residui organici, è del tutto equiparabile al metano e può essere immesso nella rete di distribuzione. Parte di esso ha come destinazione proprio la rete nazionale, mentre un'altra percentuale viene utilizzata per i trasporti o per la produzione di energia elettrica.
- In Italia il settore dei trasporti è di particolare interesse per quanto riguarda questa fonte, in quanto raccoglie circa **l'80% delle immatricolazioni di auto a metano europee**. Inoltre vi sono degli **obblighi** per quanto riguarda l'utilizzo di biocombustibili: nel 2020 dovranno costituire il **10% del totale**, mentre quelli avanzati dovranno essere lo **0,9%**.
- Nella **SEN** stessa si cita un potenziale teorico di sviluppo di circa **8 miliardi di metri cubi entro il 2030**, poco più del **10% dei consumi attuali**. Questo consentirebbe innanzitutto di ridurre l'impatto ambientale tramite l'utilizzo di una fonte rinnovabile; allo stesso tempo però permetterebbe di incrementare l'indipendenza energetica da una fonte, il gas, storicamente di grande importanza per l'Italia, ma le cui risorse prime sono scarse.

- Nel **Decreto ministeriale 5/12/2013 sul biometano** vengono definite tre possibili destinazioni per il biometano prodotto, ognuna incentivata in modo differente.

	Immissione nella rete	Trasporti	Impianti CAR
Incentivo	$2^*P_{MPG(2012)}^*P_{mese}$	Rilascio CIC (1 CIC = 10 Gcal)	Da DM 6/07/2012
Durata	20 anni	20 anni	20 anni

- Il successo di tale schema regolatorio però è rimasto al «palo» e per questo motivo il **2 Marzo 2018 è stato pubblicato il Decreto Interministeriale sul biometano con destinazione d'uso i trasporti** per correggere le lacune del primo decreto. Questo prevede incentivi per **4,7 miliardi di €** per gli impianti che entrano in funzione tra il **2018 e il 2022**, per un massimo incentivabile di **1,1 miliardi di metri cubi all'anno**, garantiti per **10 anni**.
- Il finanziamento sarà completamente a carico dei «soggetti obbligati» tramite il meccanismo dei **Certificati di Immissione in Consumo**, i cosiddetti CIC: questi vengono rilasciati dal GSE agli impianti produttori di biometano nella misura di **1 CIC ogni 10 Gcal**. I CIC, a cui è attribuito un valore di 375€ da parte del GSE, vengono acquistati dai distributori di carburanti, che hanno l'obbligo di presentarli al GSE.

1. I numeri delle Rinnovabili in Italia

- **I produttori di biometano hanno due possibilità per la vendita:**
 - **Ritiro del biometano da parte del GSE**, valorizzato al prezzo di mercato del mese di riferimento ridotto del 5%
 - **Vendita diretta** sul mercato
- Previa dimostrazione dell'immissione della quantità prevista, il **GSE attribuisce un premio aggiuntivo di 1 CIC ogni 10 Gcal**. Ogni CIC è valorizzato **375 €**: considerando il fattore di conversione tra Gcal e MWh (**10 Gcal = 11,62 MWh**), l'incentivo aggiuntivo alla produzione di biometano è pari a **32,3 €/MWh**. La differenza più consistente rispetto al passato decreto è la **garanzia di un prezzo fisso per 10 anni**, mentre prima era soggetto alle condizioni di mercato.

Biometano nei trasporti	Opzione 1	Opzione 2
Vendita biometano	Gestita dal GSE	Autonoma
Incentivo	10 Gcal = 1 CIC; 1 CIC = 375 €	
Durata	10 anni	

Le altre rinnovabili in Italia: la Geotermia

- La produzione di energia elettrica sfruttando l'energia geotermica contribuisce a circa il **2% della domanda nazionale** in buona sostanza come risultato dei grandi impianti presenti in **Toscana**, nelle centrali di **Larderello-Travale-Valle Secolo** (707 MWe) e del **Monte Amiata** (117 MWe).
- Sebbene non abbia vissuto le dinamiche di crescita che hanno caratterizzato le altre fonti rinnovabili viste sino ad ora, **la potenza complessivamente installata è passata dai 772 MW del 2010 agli 824 MW (+6%) del 2016** (sostanzialmente invariati rispetto all'anno precedente). E' importante sottolineare come la crescita che si è registrata della potenza installata sia da iscriversi soprattutto alla sostituzione di vecchi impianti e allo sviluppo di nuovi progetti (come ad esempio quello di **Bagnore IV** con 40 MWe di capacità installata entrato in funzione alla fine del 2014) ma sempre nelle medesime aree "storiche" di sfruttamento della fonte geotermica.
- Nell'anno in corso la situazione del Geotermico è rimasta stabile sui valori del 2016 in attesa del futuro decreto che metterà a bando nuova capacità.

La potenza da rinnovabili installata in Italia nel 2017: un quadro d'insieme

- L'anno 2017, come evidenziato inizialmente, è stato caratterizzato da una dinamica di nuove installazioni che ha ulteriormente rafforzato la tendenza «rialzista» del 2016.
- Complessivamente **le nuove installazioni sono state superiori all'anno precedente (circa +12%)**, ed hanno mantenuto lo stesso profilo rispetto all'anno 2016 per quanto riguarda le taglie di impianto. **Il fotovoltaico è rimasto in testa alla classifica delle nuove installazioni, continuando a crescere in maniera significativa.** L'eolico mantiene la seconda posizione con un contingente di nuova potenza installata di poco inferiore rispetto al fotovoltaico.
- **Costante nel suo passo di crescita sembra essere l'idroelettrico di piccola taglia**, poco meno di un centinaio di MW all'anno sono stati allacciati alla rete. In questo comparto la correlazione con il valore degli incentivi è determinante in quanto i **costi d'installazione rimangono notevoli**, ad eccezione di quelli su infrastruttura esistente, **a causa delle opere civili** necessarie e non «comprimibili». Sono invece **ancora in una situazione di crisi profonda le biomasse**, il comparto meno dinamico tra le rinnovabili, in attesa di vedere gli effetti del decreto appena entrato in vigore per il biometano.
- **Quali impatti avrà su questo trend il nuovo «Decreto Rinnovabili» e l'incertezza politica** – almeno al momento in cui è stato steso il Rapporto - **connessa alla formazione e alla attività del nuovo Governo?** Interrogativi cui in parte si cercherà di rispondere nei successivi capitoli.

BOX 2: Il mercato secondario

- Oltre al mercato del primario, ossia delle nuove installazioni, cui si è dedicato il primo capitolo del seguente rapporto, è opportuno dare uno sguardo anche al cosiddetto **mercato del secondario, ossia le transazioni aventi ad oggetto asset già in funzione.**
- I volumi di investimento in gioco in questo mercato infatti, ormai da qualche anno hanno un rilievo almeno paragonabile a quello del «primario», anche come risultato del processo di crescita ed aggregazione dei principali *player* del settore.
- **Il fotovoltaico, in attesa della vendita di RTR** (con i suoi 334 MW di impianti, di cui si parla da tempo e per la quale sono in lizza tutti i maggiori player del settore), **è ancora il segmento di mercato più importante per numero di transazioni** (circa il 70% delle operazioni), seguita a grande distanza **dall'eolico (20%)** e infine da idroelettrico e biomasse.
- **Le taglie delle transazioni sono però molto diverse.** Nel fotovoltaico, le transazioni ormai si concentra soprattutto su impianti di piccola taglia (generalmente da 1 MW), per i quali esiste nel nostro Paese ancora una discreta parcellizzazione, mentre per **sull'eolico sembrano concentrarsi le «grandi manovre».**

1. I numeri delle Rinnovabili in Italia

- Se si guardano infatti, come riportato nella slide successiva, **le prime 10 operazioni per MW transati nel 2017, la metà di queste**, di cui le prime due per potenza scambiata, afferiscono **all'eolico**. **Il fotovoltaico presenta quattro operazioni di un certo rilievo**, mentre è interessante notare **un'operazione sul mercato delle biomasse**.
- È evidente la disparità in termini di valorizzazione degli asset: un impianto fotovoltaico **ha una valutazione compresa tra 3 e 4 mln €/MW**, a seconda dell'incentivo presente e delle condizioni dell'impianto. **L'eolico ha valori di gran lunga inferiori, in tutti i casi analizzati minore di 1 M€/MW**.
- Il totale delle transazioni di tutto il mercato è stato stimato in circa **2,5 – 3 miliardi di €**, che si distribuiscono su circa **1,5 GW transati**.
- In termini di **potenza scambiata l'eolico si prende il primo posto**, con circa **800 MW transati**, mentre **il fotovoltaico copre la quasi totalità della parte restante** con circa **640 MW**. In termini economici è invece il fotovoltaico ad avere la *«lion share»* (circa il **70 – 75%**), proprio in virtù della maggiore valutazione degli asset rispetto all'eolico.



Le principali transazioni sul mercato secondario delle FER

- La tabella riporta le principali transazioni sul mercato secondario del 2017.

Tipologia	Buyer	Vendor	Transazione	MW	M€	M€/MW
FV	Cubico	Silver Ridge	Acquisition	105,6	n.d.	n.d.
FV	ERG	ForVei	Acquisition	89,3	336	3,76
FV	Tages	Seci SpA	Acquisition	51	n.d.	n.d.
Eolico	F2i	Veronagest	Acquisition	282	250	0,89
Eolico	PLT Energia SpA	Podini Holding SpA	Acquisition	82	80	0,98
Eolico	Enel Green Power	Amec Foster Wheeler	Acquisition	54,5	20,6	0,38
Eolico	Ardian	Tolve Windfarms	Acquisition*	37,2	n.d.	n.d.
Biomassa	EPH	Biomasse Italia	Acquisition	73	n.d.	n.d.

(*)Ardian ha acquisito l'80% di Tolve Windfarms Holding, che detiene 3 autorizzazioni separate per la costruzione di impianti per un totale di 37,2 MW, con una FIT di 66 €/MWh per 20 anni.



1. I numeri delle Rinnovabili in Italia

- A queste operazioni vanno affiancate – per similitudine rispetto all’interessamento di asset esistenti, anche se non vi è un passaggio di proprietà – le operazioni di *refinancing*. In questo caso vi è **l’estinzione del debito in corso**, contratto negli anni passati (se pensiamo alle rinnovabili la maggior parte dei finanziamenti è datato tra il 2009 e il 2012) e quindi **a tassi molto elevati** vista la difficile situazione finanziaria di allora. Contestualmente si **rifinanzia il debito alle condizioni attuali**, significativamente più favorevoli.
- Tra le transazioni tracciate vi sono due grandi operazioni di rifinanziamento di grandi asset, una relativa al fotovoltaico e una relativa all’eolico. Secondo gli operatori il primo segnale di un tipo di «ristrutturazioni» che potrebbe diventare sempre più frequente nei prossimi anni soprattutto sui grandi portafogli.

Tipologia	Proprietario	MW	M€
FV	Tages	101	359,6
Eolico	Glennmont	245	190



POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS



Le Rinnovabili in Europa: lo stato dell'arte e gli obiettivi di sviluppo **2**

Partner



CVA



renewables



Con il patrocinio di



Obiettivi della sezione

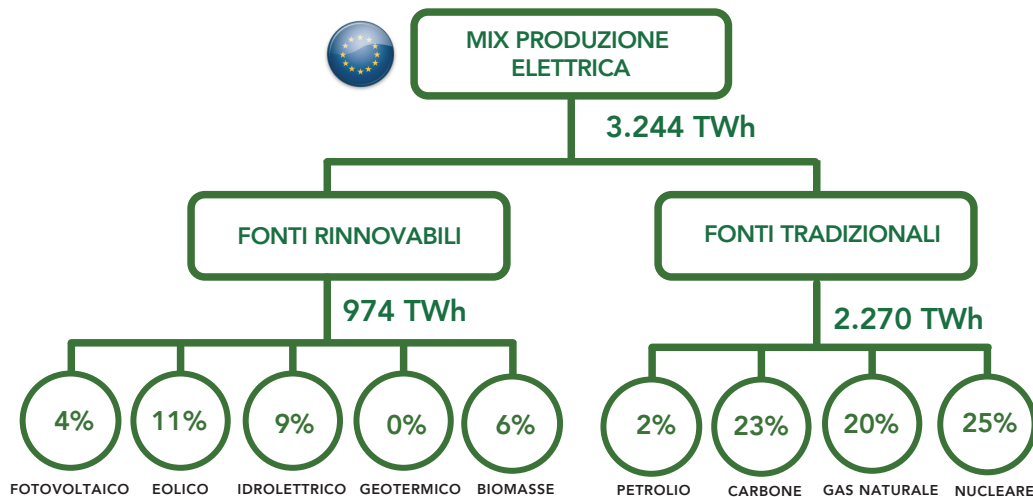
- L'obiettivo di questa sezione è quello – attraverso una estensiva analisi dell'installato da fonti rinnovabili a livello europeo – di fornire un **benchmark a livello europeo del mercato delle rinnovabili**.
- I **Paesi** che sono stati oggetto di analisi sono **Germania, Regno Unito, Francia, Spagna e Polonia** che insieme all'**Italia** rappresentano **oltre il 70% della domanda elettrica complessiva dell'Unione Europea**.
- I dati raccolti hanno riguardato **l'installato totale** per ciascuna fonte rinnovabile, le **taglie degli impianti** installati, i **costi medi** di installazione e gli **strumenti di supporto** ad oggi presenti.
- L'analisi si focalizza sulla situazione **AS-IS 2017**, che definisce lo **stato attuale** delle rinnovabili nei diversi Paesi, ma fornisce anche delle **stime di medio-lungo periodo** su quello che potrebbe essere, in futuro, lo stato di sviluppo delle rinnovabili in termini **nuova capacità installata**, prendendo spunto dai Paesi che hanno iniziato a definire in maniera più formalizzata **le linee guida** nazionali richieste dall'Europa.

Il mix energetico in Europa: i numeri del 2017

- **La produzione di energia elettrica in Europa nel 2017**, è stata pari a circa **3.200 TWh**, con un ruolo non ancora preponderante da parte delle fonti rinnovabili, che hanno pesato per circa il **30% della produzione elettrica totale**.
- Un ruolo importante, in termini di produzione di energia elettrica, a livello europeo, è ancora ricoperto dalle **fonti tradizionali**, ed in particolare dal **gas naturale (20%)**, il **carbone (23%)** e il **nucleare (25%)**.
- **Nel complesso le rinnovabili pesano quindi «solo» per il 30% a livello europeo, con l'eolico a garantirsi la lion's share** (quasi il 40% della quota di sole rinnovabili), seguito dall'idroelettrico e, con un certo distacco, dal fotovoltaico.
- E' evidente tuttavia che la «media» europea è il frutto di situazioni molto diverse tra loro e che saranno messe in luce nelle successive slide, che invece analizzano il caso specifico dei singoli Paesi.

Il mix energetico in Europa: i numeri del 2017

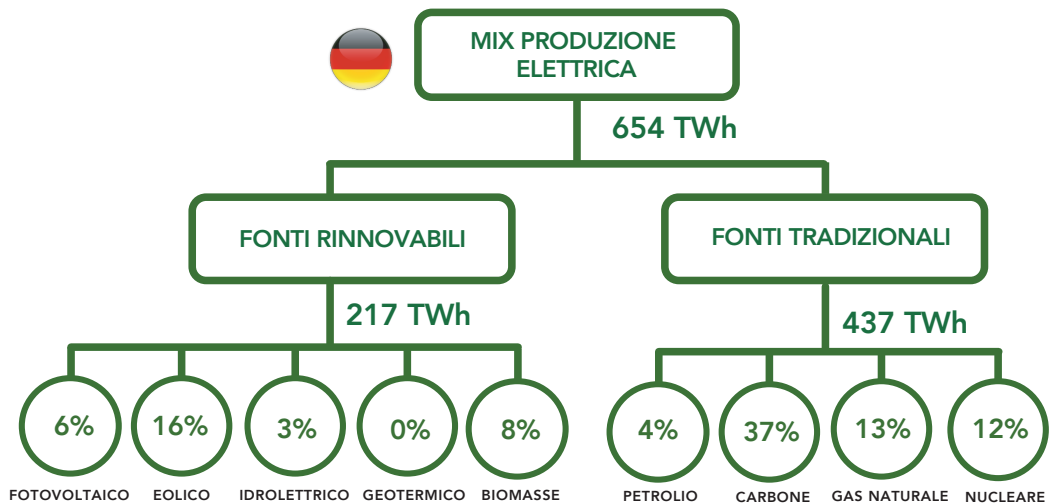
- La figura riassume la ripartizione del mix energetico di **produzione di energia elettrica** a livello europeo al 2017* :



(*)I dati sono stimati al 2017

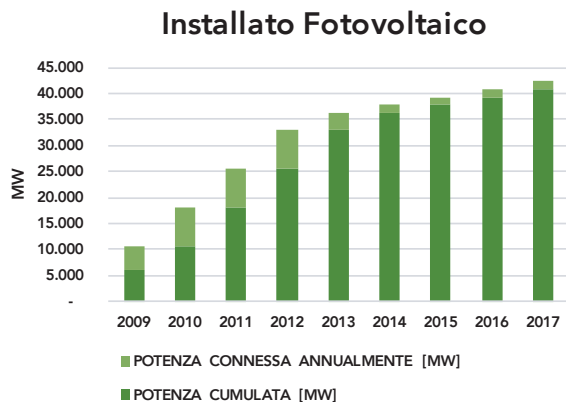
La Germania: il mix energetico del 2017

- Con una produzione di 654 TWh, di cui 33% da rinnovabili, la Germania è il primo Paese europeo per «dimensione» energetica. E' il carbone con il 37% del totale della produzione la fonte più rappresentativa, seguita (ma al 16%) dall'eolico.

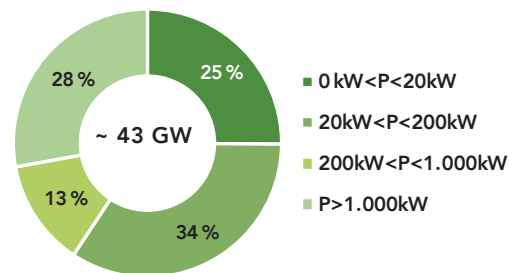


La Germania: i numeri del fotovoltaico

- In **Germania** nel 2017 la **nuova potenza fotovoltaica installata** è stata pari a **1.750 MW** (più di 4 volte quella italiana), quasi **il 20% in più rispetto ai 1.490 MW del 2016**, che hanno generato un «**volume d'affari**» per oltre **2 mld €**. Si nota il trend di crescita «sostenuta» ormai in atto dal 2015.
- Interessante notare come **il 28% della potenza complessivamente installata sia in impianti sopra 1 MW** (rispetto al 22% dell'Italia), contro il 25% degli impianti di taglia residenziale.



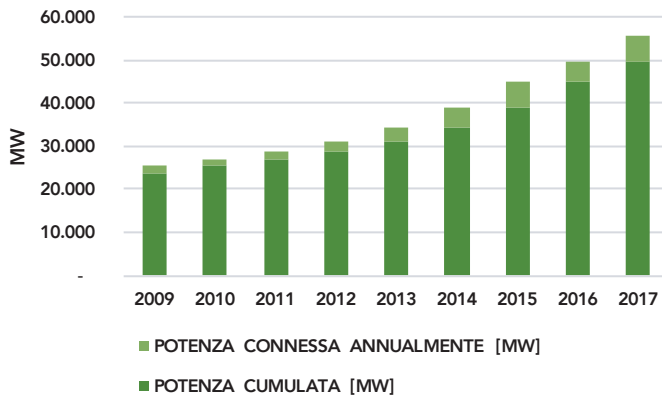
Ripartizione Fotovoltaico per taglia



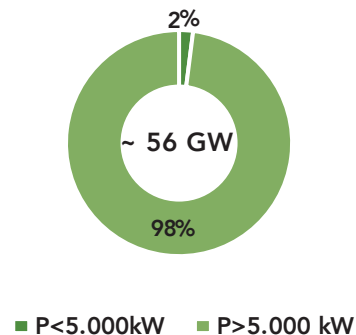
La Germania: i numeri dell'eolico

- Nel **2017** si è registrato un aumento pari a circa il **19% rispetto all'anno precedente**, dovuto all'**eolico onshore**, che ha registrato circa **5,3 GW di nuova potenza installata**, e all'**eolico offshore**, con quasi **1,3 GW di nuovo installato**.
- Il «**volume d'affari**» generato da tali installazioni nel 2017 ammonta a circa **8 mld €**.
- Del totale installato la quota offshore pesa per l'**11%**, uno dei più alti in Europa.

Installato Eolico



Ripartizione Eolico per taglia



BOX 1 : Le aste per l'eolico in Germania ed il ruolo delle «comunità energetiche»

- Nel **2017**, in **Germania** sono state indette **3 aste al ribasso per l'eolico on-shore** che hanno visto delinearsi, tra gli attori protagonisti, le **società energetiche con investimenti diretti dei cittadini**.
- La significativa **partecipazione da parte di questi operatori** ed il loro **conseguente successo** è stata notevolmente **favorita da una serie di regole e condizioni vantaggiose atte a sostenere la partecipazione delle comunità**. Riportiamo le principali regole di seguito:
 - possibilità di presentare i **progetti** per le future installazioni prima che questi fossero **ufficialmente approvati** dalle autorità tecniche-competenti
 - **2 anni di tempo in più** per realizzare e completare gli impianti, dopo la pubblicazione dei risultati, allungando l'orizzonte temporale da 30 a 54 mesi disponibili
 - Procedure di **licencing** semplificate
 - Regole di partecipazione all'asta **più flessibili e meno vincolanti**
 - Ricevono la bid più alta del round d'asta, anche se quella da loro effettuata è stata più bassa

- Riportiamo di seguito i principali dettagli relativi alle **3 aste** che si sono svolte in territorio tedesco lungo tutto il **2017** e alla **prima asta** portata a termine nel **2018**.
- Bisogna comunque sottolineare che la tariffa aggiudicata è soggetta ad un fattore correttivo che va dal **-21%** al **+ 29%** in base ai requisiti previsti dal decreto: nelle ultime aste la quasi totalità delle tariffe aggiudicate ha ottenuto il massimo rialzo possibile.

Periodo asta	Potenza a bando [MW]	Potenza richiesta [MW]	# offerte ricevute	% progetti comunità su offerte ricevute	# offerte accettate	Potenza aggiudicata [MW]	% progetti comunità su potenza aggiudicata	Prezzo Medio [cent €/kWh]
Maggio 2017	800	2.137	256	93%	70	807	96%	5,71
Agosto 2017	1.000	2.927	281	84%	67	1.013	90%	4,28
Novembre 2017	1.000	2.591	210	90%	60	1	99%	3,82
Febbraio 2018	700	939	132	n.a.	83	709	23%	4,73



2. Le Rinnovabili in Europa: lo stato dell'arte e gli obiettivi di sviluppo

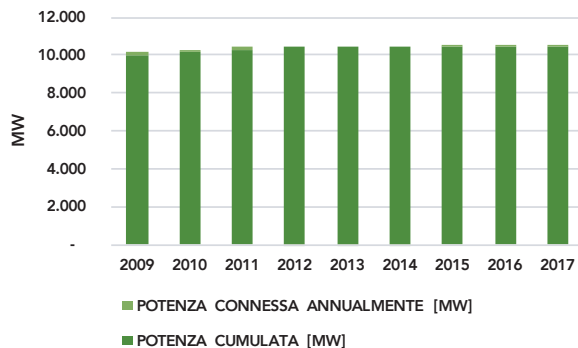
- I risultati dell'ultima **asta** tenutasi a **Febbraio 2018** per l'**eolico on-shore** in Germania sono state seguite con interesse poiché **le società energetiche con investimenti diretti dei cittadini** potevano partecipare **solamente con progetti** per le future installazioni, **ufficialmente già approvati dalle autorità tecniche-competenti**.
- Questa volta, la **potenza messa a bando di 700 MW è stata superata «solamente» del 30%** (soprattutto se comparata con le precedenti aste dove la richiesta superava di oltre il doppio la potenza messa a bando): sono state ricevute **132 offerte** per un totale di **989 MW**. Delle offerte accettate, solo il **23% è stato rappresentato da progetti eolici di comunità**.
- I valori di offerta raggiunti variano da **3,80 ct€/kWh a 5,28 ct€/kWh**, con un valore medio raggiunto di **4,73 ct€/kWh**.
- Da evidenziare come il **valore medio raggiunto** nell'ultima **asta del 2018**, sia tornato a salire, dopo la continua discesa rilevata nelle 3 aste del 2017. Questo è dovuto proprio alle regole maggiormente stringenti per quanto riguarda le comunità energetiche.



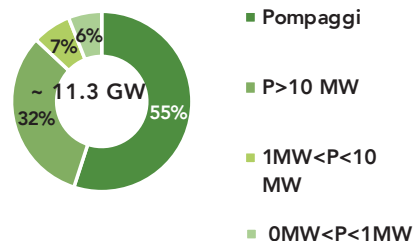
La Germania: i numeri dell'idroelettrico

- Il settore **idroelettrico** in Germania, con **poco più di 11 GW** di potenza installata, non è sicuramente la fonte "trainante" del paese. Come si può evincere dal grafico, infatti, le **nuove installazioni**, anche nel 2017, sono state molto contenute e nell'ordine di **qualche decina di MW per anno**.
- La potenza installata è per oltre il 50% composta di sistemi di pompaggio idroelettrici, mentre la parte restante dipende maggiormente, ma in misura minore rispetto all'Italia, da impianti di grande taglia (71% rispetto all'82% dell'Italia).

Installato Idroelettrico

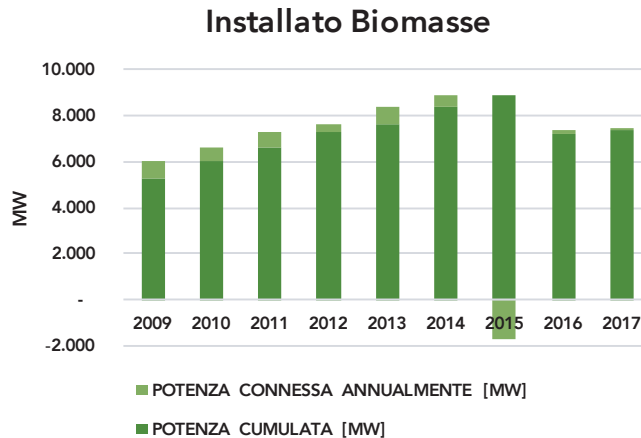


Ripartizione Idroelettrico per taglia

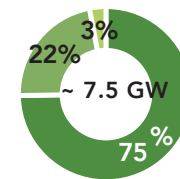


La Germania: i numeri delle biomasse

- La Germania possiede un parco installato da fonti a **biomasse** poco **sotto gli 8 GW**, ma il mercato odierno è praticamente fermo: nel 2017 sono stati installati solamente circa **30 MW** in nuovi impianti a biomasse.
- Il calo delle installazioni è conseguenza della bassa sostenibilità ambientale ed economica di alcune tipologie di biomasse. La crescita infatti si deve solamente a quegli impianti che riescono ad alimentarsi tramite filiera corta. Nel **2015, diversi impianti (1.690 MW) hanno raggiunto la fine vita utile e sono stati dismessi**.



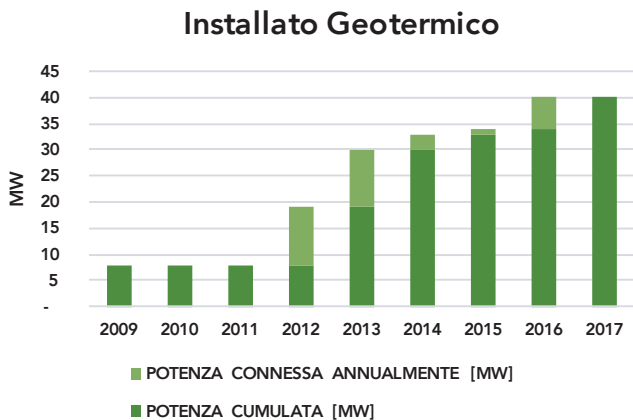
Ripartizione Biomasse per tipologia



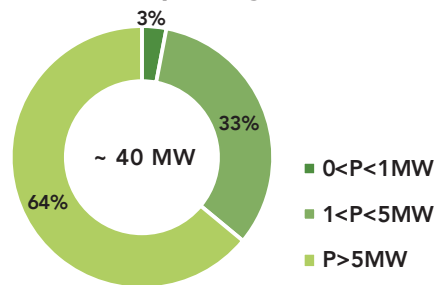
- Biogas
- Biomasse Solide
- Biomasse Liquide

La Germania: la potenza installata e le taglie

- Il settore **geotermico è poco sviluppato** a causa della mancanza di «materia prima» nel sottosuolo tedesco e questo si è tradotto in installazioni complessive addirittura al di sotto della decina di MW. **Nel 2017, la Germania non ha effettuato nuove installazioni.**
- La grande maggioranza degli impianti geotermici è di taglia superiore ai 5 MW, comunque più piccoli rispetto all'Italia, la cui disponibilità della risorsa è maggiore.



Ripartizione Geotermico per taglia



La Germania: una visione d'insieme

- **La produzione di energia elettrica in Germania** nel 2017, è stata pari a circa **654 TWh**, con un peso da parte delle **fonti rinnovabili** che ha raggiunto il **33% della produzione totale**. Tuttavia, **carbone e nucleare** hanno ancora un ruolo importante, in termini di produzione di energia elettrica, e contribuiscono rispettivamente per il **37%**, il primo, ed il **12%**, il secondo, sul mix di produzione nazionale.
- L'anno 2017, ha visto la **Germania installare complessivamente circa 8,5 GW di nuova potenza da fonti rinnovabili** (contro i 900 MW dell'Italia).
- La classifica delle installazioni è stata guidata dall'**eolico on-shore** con un contingente installato di circa **5,3 GW**, seguito dal **fotovoltaico** al secondo posto con **1,75 GW** di nuova potenza e **dall'eolico off-shore** al terzo con **1,3 GW installati**. Di poco rilievo sono state invece le nuove installazioni relative ai **settori idroelettrico, biomasse e geotermico**, che hanno visto, nel 2017, **installazioni molto contenute e nell'ordine della decina di MW**.



BOX 2: I meccanismi di supporto alle rinnovabili: la tassonomia di riferimento

- Si fornisce qui una breve spiegazione dei principali meccanismi di supporto a cui si farà riferimento nelle sezioni dedicate ai framework normativi di ciascun Paese analizzato per il benchmark:

TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	DESCRIZIONE
FEED-IN TARIFF	<p>È una politica economica creata per promuovere investimenti attivi e produzione di fonti energetiche rinnovabili ed è dedicata a proprietari di case, imprenditori, agricoltori e investitori privati. Generalmente, le FIT hanno 3 disposizioni:</p> <ul style="list-style-type: none">• Garantiscono l'accesso alla rete• Offrono contratti a lungo termine, in genere nell'intervallo di 15-25 anni• Offrono prezzi di acquisto basati sui costi, il che significa che i produttori di energia sono pagati in proporzione alle risorse e al capitale speso per produrre energia.
LOAN	<p>Si tratta di un sostegno finanziario da parte della KfW, una banca pubblica per coloro che decidono di investire in risorse rinnovabili e costituito da un prestito a lungo termine e a interesse ridotto con un periodo di interesse fisso di 5 o 10 anni, incluso un periodo di avviamento senza rimborso.</p>
MARKET PREMIUM	<p>viene calcolato come differenza tra un feed-in fisso e il valore di mercato mensile dell'energia elettrica venduta. Il gestore dell'impianto deve vendere la propria elettricità direttamente, ovvero a una terza parte tramite un contratto di fornitura o in borsa, e richiedere il cosiddetto premio di mercato dal gestore di rete.</p>

2. Le Rinnovabili in Europa: lo stato dell'arte e gli obiettivi di sviluppo

- Si fornisce qui una breve spiegazione dei principali meccanismi di supporto a cui si farà riferimento nelle sezioni dedicate ai framework normativi di ciascun Paese analizzato per il benchmark:

TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	DESCRIZIONE
TENDERS	Le aste sono meccanismi competitivi per l'assegnazione del sostegno finanziario ai progetti FER, dove il prezzo è l'unico criterio da valutare . A seconda della progettazione dell'offerta RES, le offerte possono riferirsi alla capacità installata o alla produzione di elettricità . Il supporto che viene concesso alle offerte vincenti può essere sotto forma di FIT, FIP, pagamenti di capacità, prezzi certificati o sovvenzioni agli investimenti . Le offerte RES possono essere tecnologicamente neutre o incentrate su una specifica tecnologia RES .
CERTIFICATI VERDI	Il meccanismo dei certificati verdi si basa sull'obbligo, posto dalla normativa a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota di elettricità prodotta da FER. Ciascun Certificato Verde, attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile, è emesso dal Gestore dei Servizi Energetici nazionale, ed è un titolo negoziabile del valore di 1 MWh. L'obbligo può essere soddisfatto anche attraverso l'acquisto di Certificati Verdi, corrispondenti alla quota dovuta, comprovanti la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili effettuata da altri soggetti.
TAX REGULATION	Opportunità di dedurre dalle imposte sul reddito una certa percentuale di investimenti in impianti di energia rinnovabile.

La Germania: gli strumenti di supporto alle rinnovabili

- Il sistema di supporto alle rinnovabili in Germania è piuttosto complesso e articolato e copre, con quasi tutti i meccanismi possibili tra quelli visti nel box precedente, sostanzialmente tutte le fonti rinnovabili.
- Complessivamente i sistemi di supporto hanno un **costo per lo Stato nell'intorno dei 30 miliardi di € all'anno**, più del doppio rispetto ai circa 13 miliardi di € dell'Italia.
- Questa differenza è però ampiamente giustificata dalle **maggiori installazioni complessive di fonti rinnovabili avute in Germania negli ultimi anni: più del doppio di fotovoltaico** (43 GW rispetto ai nostri 19,7 GW) e **più di 5 volte tanto per quanto riguarda l'eolico** (56 GW contro i nostri 9,8 GW).

La Germania: gli strumenti di supporto alle rinnovabili

TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	FORNTE RINNOVABILE DI APPLICAZIONE	CARATTERISTICHE DELLO STRUMENTO DI SUPPORTO	LIMITI DI APPLICAZIONE
Feed-in tariff	FOTOVOLTAICO	Impianti a tetto: [8,91 – 12,70] ct€/kWh - 0,4 %/kWh	Piccoli impianti rinnovabili fino a 100 kW sono ammissibili per la feed-in tariff
	EOLICO	Onshore: [4,66 – 8,38] ct€/kWh - 0,4 %/kWh Offshore fino al 2020: [1,4 – 3,9] ct€/kWh -0,4 %/kWh	
	IDROELETTRICO	[3,47 – 12,40] ct€/kWh - 0,2 %/kWh	
	BIOMASSE E BIOGAS	Biogas from waste: [13,05 – 14,88] ct€/kWh - 0,2 %/kWh Biogas from manure: 23,14 ct€/kWh - 0,2 %/kWh (fino a 75 kW) Landfill gas: [5,66 – 8,17] ct€/kWh - 0,2 %/kWh Sewage gas: [5,66 – 6,49] ct€/kWh - 0,2 %/kWh Biomass: [5,71 – 13,32] ct€/kWh - 0,2 %/kWh	
	GEOTERMICO	25,2 ct€/kWh - 0,2 %/kWh	
Loan (KfW Consortium Loan Energy and Environment)	FOTOVOLTAICO	La somma del prestito per una partecipazione diretta del KfW in un finanziamento del consorzio è compresa tra 15 e 100 milioni di EUR. L'assunzione del rischio può coprire fino al 50% dell'intero finanziamento del consorzio. In alternativa, tutte le banche che partecipano al finanziamento del consorzio possono essere rifinanziate bilateralmente dal KfW.	Il programma supporta l'utilizzo e lo sviluppo di risorse rinnovabili, in particolare del settore fotovoltaico ed eolico on-shore.
	EOLICO ONSHORE		
	BIOMASSE		

La Germania: gli strumenti di supporto alle rinnovabili

TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	FONTE RINNOVABILE DI APPLICAZIONE	CARATTERISTICHE DELLO STRUMENTO DI SUPPORTO	LIMITI DI APPLICAZIONE
Loan (KfW Renewable Energy Programme-Standard)	FOTOVOLTAICO	Fino al 100% dei costi di investimento ammissibili al finanziamento (senza IVA), tuttavia, non più di 50 milioni di EUR per progetto. È un prestito a lungo termine ea tasso agevolato con un periodo di interesse fisso di 5 o 10 anni, incluso un periodo di avviamento senza rimborso. È concesso un periodo di interesse fisso fino a 20 anni se la durata tecnica ed economica degli investimenti cofinanziati è superiore a 10 anni. Inoltre, viene addebitata una commissione di impegno dello 0,25% al mese.	Non sono presenti vincoli dichiarati relativi alla taglia degli impianti che vi hanno accesso.
	EOLICO ON SHORE E REPOWERING		
	IDROELETTRICO		
	GEOTERMICO		
	BIOMASSE		
Loan (KfW Renewable Energy Programme-Non Standard)	FOTOVOLTAICO	È possibile finanziare fino al 100% del valore dell'investimento netto. Sono possibili diversi tipi di scadenze: 5, 10 o 20 anni con un periodo massimo di rimborso di un anno, due o tre anni. Per crediti fino a 10 anni, il tasso di interesse è fisso. Per crediti superiori a 10 anni, il tasso di interesse può essere fissato per i primi 10 anni o per l'intero periodo di tempo.	L'impianto fotovoltaico in combinazione con il sistema di accumulo di batterie può avere una capacità installata di massimo 30 kWp.

La Germania: gli strumenti di supporto alle rinnovabili

TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	FONTE RINNOVABILE DI APPLICAZIONE	CARATTERISTICHE DELLO STRUMENTO DI SUPPORTO	LIMITI DI APPLICAZIONE
Loan (KfW Renewable Energy Programme-Non Standard)	EOLICO OFFSHORE	<p>La percentuale di cofinanziamento dell'investimento è la seguente per le diverse forme di finanziamento:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. prestiti diretti finanziati da sindacati bancari: fino al 50% dei requisiti patrimoniali esterni complessivi, max. 400 milioni di euro per progetto b. pacchetto di finanziamento che combina un KfW on-lent tramite un prestito bancario e un prestito diretto da KfW: fino al 70% dei requisiti patrimoniali esterni complessivi, max. 700 milioni di euro per progetto c. oltre a a) e b), è concesso un prestito diretto sotto sindacati bancari a copertura di costi imprevisi in fase di costruzione: fino al 50% dei requisiti patrimoniali esterni complessivi per aumenti imprevisi dei costi, max. 100 milioni di euro per progetto. <p>Si tratta di un prestito a lungo termine ea tasso agevolato per un periodo di 20 anni, incluso un periodo di avviamento senza rimborso di 3 anni. Il tasso di interesse fisso è rinegoziato dopo 10 anni. Inoltre, viene addebitata una commissione di impegno dello 0,25% al mese.</p>	<p>Il programma supporta le aziende che hanno intenzione di investire nella Zona economica esclusiva tedesca o entro le 12 miglia nautiche nella zona del mare del nord e del mar baltico</p>

La Germania: gli strumenti di supporto alle rinnovabili

TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	FONTE RINNOVABILE DI APPLICAZIONE	CARATTERISTICHE DELLO STRUMENTO DI SUPPORTO	LIMITI DI APPLICAZIONE
Loan (KfW Renewable Energy Programme-Non Standard)	GEOTERMICO	I prestiti per impianti geotermici sono concessi fino all'80% dei costi di investimento ammissibili. Il prestito ha un periodo di interesse di 5, 10 o 20 anni, incluso un periodo di avviamento senza rimborso di massimo 1, 2 o 3 anni. Per i prestiti superiori a 10 anni, il tasso di interesse sarà ridefinito dopo 10 anni. Le commissioni di impegno ammontano allo 0,25% al mese.	Impianti con una profondità di perforazione > 400 m
Market Premium	FOTOVOLTAICO	Viene calcolata come differenza tra un feed-in fisso e il valore di mercato mensile dell'energia elettrica venduta. Il gestore dell'impianto deve vendere la propria elettricità direttamente, ovvero a una terza parte mediante un contratto di fornitura o in borsa, e richiedere il cosiddetto premio di mercato dal gestore di rete.	Impianti rinnovabili con una potenza >100 kW i quali non sono obbligati a partecipare alle procedure d'asta
	EOLICO		
	IDROELETTRICO		
	GEOTERMICO		
	BIOMASSE		

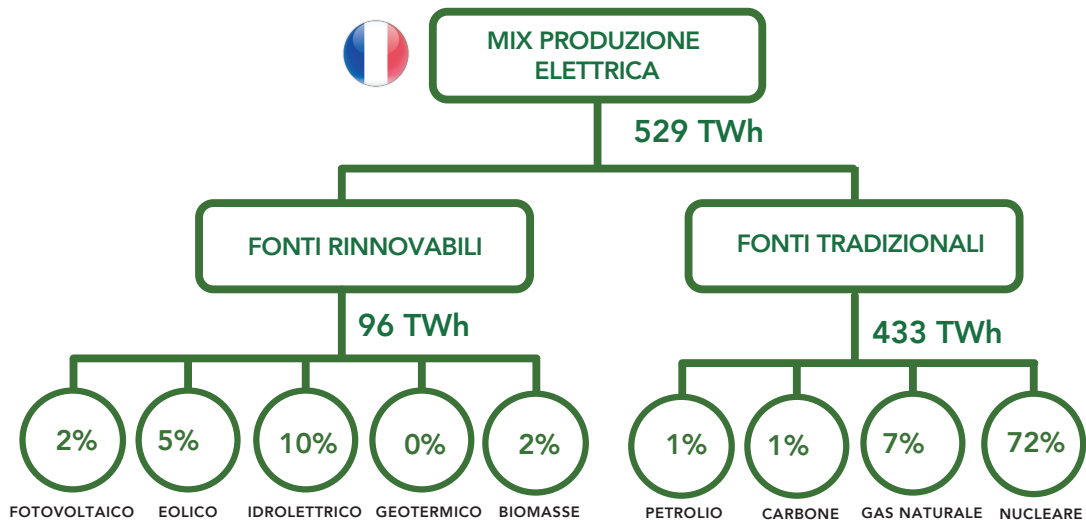
La Germania: gli strumenti di supporto alle rinnovabili

TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	FONTI RINNOVABILI DI APPLICAZIONE	CARATTERISTICHE DELLO STRUMENTO DI SUPPORTO	LIMITI DI APPLICAZIONE
Tenders*	FOTOVOLTAICO	Per il 2017 il price cap è di 8,91 ct€/kWh. Successivamente, il limite di prezzo del solare fotovoltaico sarà regolato su base mensile, in base, al tasso di realizzo effettivo dei progetti di solare fotovoltaico.	750 kW < P < 10 MW
	EOLICO	Onshore: Per il 2017 il price cap è di 7,00 ct€/kWh, a partire dal 2018, il price cap sarà calcolato in base al valore delle offerte vincitrici dell'anno 2017 Offshore: Per il 2017 il price cap è di 12,00 ct€/kWh, per il 2018 sarà l'offerta vincente più bassa del 2017.	750 kW < P < 125 MW
	BIOMASSE	Impianti esistenti: nel 2017, il price cap è di 16,9 ct€/ kWh. A partire dal 2018, il prezzo massimo verrà calcolato in base al valore delle offerte vincitrici dell'anno 2017. Nuovi impianti: nel 2017, il limite massimo è di 14,88 ct€/kWh. A partire dal 2018, il price cap sarà calcolato in base al valore delle offerte vincitrici dell'anno 2017.	150 kW < P < 20 MW

(*) Alle aste possono partecipare anche operazioni di repowering.

La ripartizione del mix energetico nei paesi benchmark: Francia

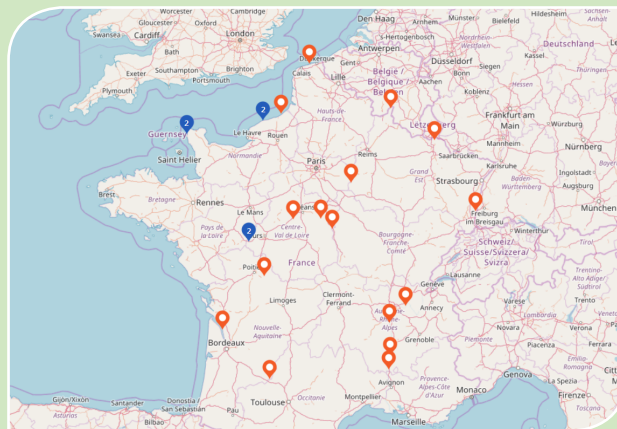
- Con una **produzione di 529 TWh**, di cui **19% da rinnovabili**, la Francia è il secondo Paese europeo per «dimensione» energetica. E' **il nucleare con il 72% del totale della produzione la fonte di gran lunga più rappresentativa**, seguita (ma al 10%) dall'idroelettrico.



BOX 3: Il nucleare in Francia

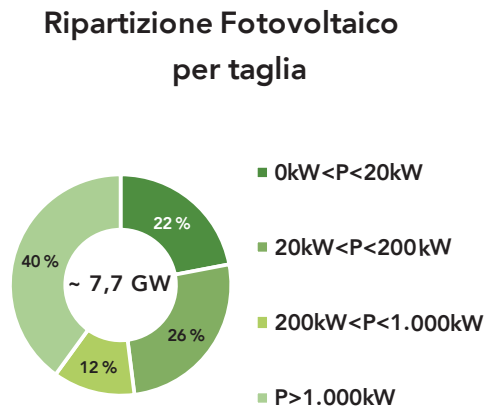
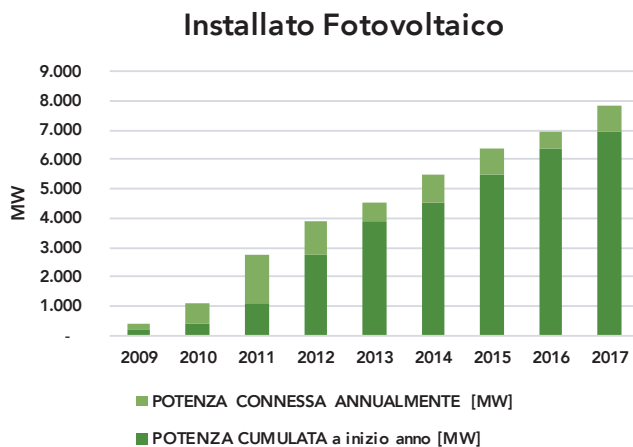
- La **Francia** possiede un parco di generazione da fonte nucleare **pari a 63 GW** grazie a **58 reattori** suddivisi in **19 centrali**.
- **Tali centrali** sono in grado di generare circa **380 TWh all'anno**, ovvero il **72%** della produzione complessiva francese, e grazie al loro funzionamento costante lungo tutto l'anno **la Francia esporta circa 50 TWh di energia verso i Paesi confinanti**, tra cui **l'Italia, per circa 20 TWh**.

Localizzazione impianti nucleari francesi



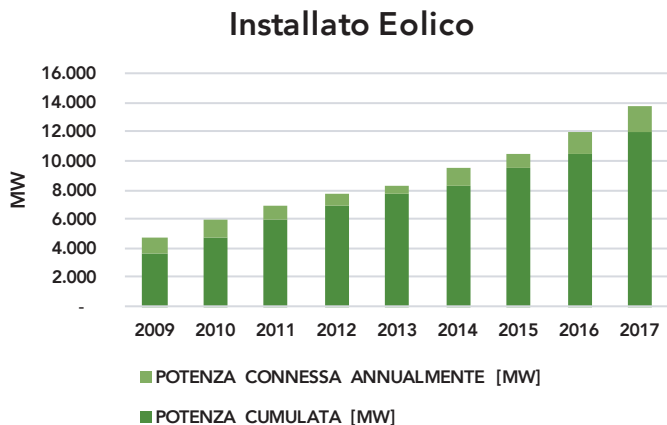
Il Fotovoltaico in Francia: la potenza installata e le taglie

- La Francia ha raggiunto nel **2017**, un **volume complessivo di potenza fotovoltaica installata pari a circa 7.7 GW** con circa **900 MW di nuova potenza installata** (più del doppio di quella italiana), **+55%** rispetto all'anno precedente (2016). Le nuove installazioni hanno generato un **«volume d'affari» pari a oltre 1 mld di €**.
- Si può vedere dalla ripartizione per taglie la **maggiore incidenza degli impianti «utility scale» (> 1 MW), pari al 40%**, rispetto a paesi come Italia e Germania, dove questa percentuale è pari a, rispettivamente, 22% e 28%.

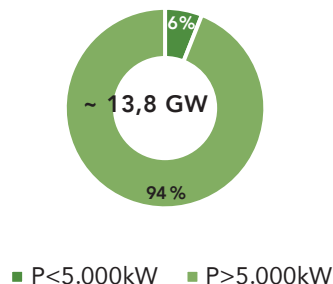


L'eolico in Francia: la potenza installata e le taglie

- Il nuovo installato in termini di potenza eolica in Francia, è in continua crescita dal 2015. Nel **2017**, infatti, si è registrato un aumento pari a circa il **25% rispetto all'anno precedente**, per una nuova **potenza installata pari a circa 1,7 GW di eolico** (quasi 5 volte l'Italia). Il **totale installato ha quindi quasi raggiunto quota 14 GW**.
- In Francia si sono investiti circa **2 mld di € in nuovi impianti eolici nel corso del 2017**.
- Del totale installato la quota offshore pesa per il 3%.

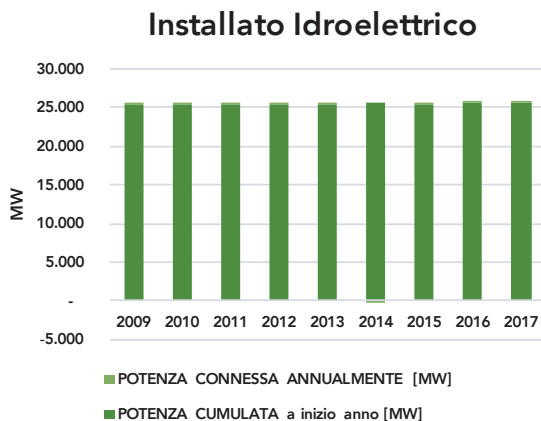


Ripartizione Eolico per taglia

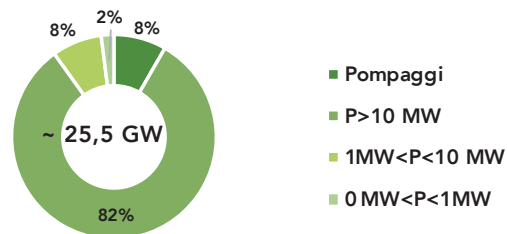


L'idroelettrico in Francia: la potenza installata e le taglie

- Il settore **idroelettrico** in Francia, con **circa 25,5 GW** di potenza installata, è quasi totalmente costituito da impianti idroelettrici «storici» e di grande taglia (oltre l'80% degli impianti è sopra i 10 MW), un po' come accade in Italia. Come si può evincere dal grafico, infatti, le **nuove installazioni dal 2009 ad oggi sono state sempre molto contenute** e nell'ordine di qualche decina di MW per anno.

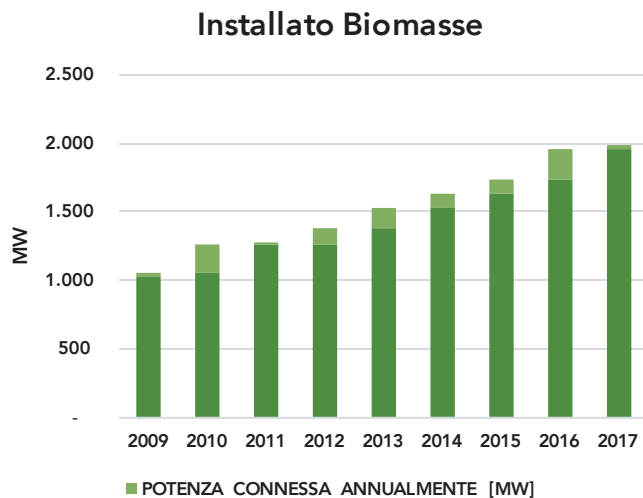


Ripartizione Idroelettrico per taglia

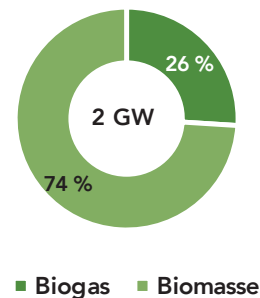


Le Biomasse in Francia: la potenza installata e le taglie

- In Francia il parco installato di impianti a biomasse è pari a circa 2 GW. Nel 2017, la nuova potenza installata è diminuita drasticamente rispetto agli anni precedenti, ed è stata nell'ordine delle poche decine di MW, generando investimenti poco significativi.
- Vale per la Francia lo stesso discorso fatto per la Germania, così come per tutti i paesi europei: i nuovi impianti a biomassa sono solamente quelli che vengono «alimentati» tramite filiera corta.



Ripartizione Biomasse per tipologia



Messaggi Chiave

- **La produzione di energia elettrica in Francia nel 2017**, è stata di poco oltre i **529 TWh**, con un peso da parte delle **fonti rinnovabili** che ha raggiunto solo il **19% della produzione totale**, anche in conseguenza del ruolo ancora «fortissimo» esercitato dal nucleare (**72% della produzione totale**).
- **L'anno 2017**, ha visto in Francia installazioni complessive per circa **2,7 GW di nuova potenza da fonti rinnovabili** (3 volte l'Italia). La classifica è stata guidata dall'**eolico** con un contingente installato di circa **1,7 GW**, seguito dal **fotovoltaico** al secondo posto con **0,9 GW** di nuova potenza. Anche qui, come in Germania, sono state di poco rilievo le nuove installazioni relative ai **settori idroelettrico e biomasse**, che hanno visto, nel 2017, **installazioni molto contenute e nell'ordine della decina di MW**.

La Francia: gli strumenti di supporto alle rinnovabili

- Il sistema di supporto alle rinnovabili in Francia, partito con un certo ritardo rispetto a quello tedesco, si presenta oggi abbastanza simile a quest'ultimo sia per tipologia di strumenti implementati che per la dimensione dei contingenti. Nonostante ciò, la Germania rimane di gran lunga leader europeo.
- Questo sistema sta comunque portando buoni risultati in termini di installazioni: dal 2014 viene installato annualmente più di 1 GW di eolico, e anche il fotovoltaico supera abbondantemente i 500 MW all'anno, numeri sicuramente interessanti se confrontati con il mercato italiano.
- Nelle slide seguenti verranno presentati i principali strumenti utilizzati ad oggi per supportare lo sviluppo delle rinnovabili.

Francia: Framework Normativo

TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	FONTE RINNOVABILE DI APPLICAZIONE	CARATTERISTICHE DELLO STRUMENTO DI SUPPORTO	LIMITI DI APPLICAZIONE
Feed-in tariff	FOTOVOLTAICO	Le tariffe dipendono dal tipo e dalla capacità totale dell'installazione, senza distinzione dell'uso dell'edificio: [11,12 – 20,69] ct€/kWh	Solamente impianti a tetto fino ai 100 kW
	EOLICO	23 ct€/kWh per i primi 10 anni e in seguito compresa tra i 5 e i 23 ct€/kWh per i 5 anni successivi	L'installazione deve essere situata nel pubblico dominio marittimo o nella zona economica esclusiva della Francia metropolitana
	IDROELETTRICO	Impianti con caduta superiore a 30 m: tariffa unica: 12,0 ct€/kWh; tariffa doppia: 8,8 ct€/kWh d'estate e 16,6 ct€/kWh d'inverno Impianti con caduta inferiore a 30 m: tariffa unica: 13,2 ct€/kWh; tariffa doppia: 9,6 ct€/kWh d'estate e 18,2 €/kWh d'inverno Impianti ad acqua fluente: tariffa unica: 8,0 ct€/kWh; tariffa doppia: 5,8 ct€/kWh d'estate e 11,0 ct€/kWh d'inverno	Fino a 500 kW Le zone non interconnesse (ad eccezione della Corsica) possono optare solamente per la tariffa unica
	BIOMASSE	Impianti a biogas di potenza ≤ 80 kW: 17,5 ct€/kWh Impianti a biogas di potenza = 500 kW: 15 ct€/kWh	Fino a 500 kW

2. Le Rinnovabili in Europa: lo stato dell'arte e gli obiettivi di sviluppo

Francia: Framework Normativo

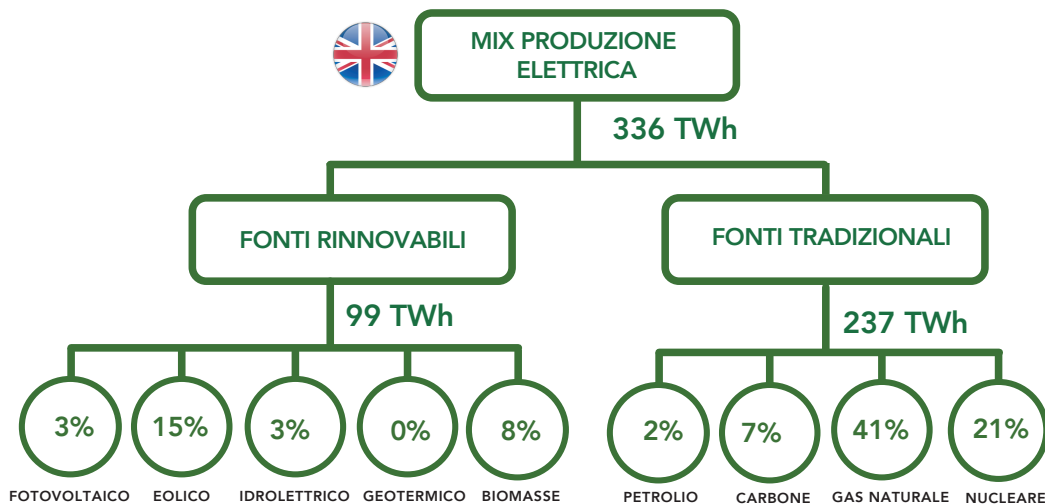
TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	FONTE RINNOVABILE DI APPLICAZIONE	CARATTERISTICHE DELLO STRUMENTO DI SUPPORTO	LIMITI DI APPLICAZIONE
Premium Tariff	EOLICO	L'ammontare della tariffa premium è calcolata secondo una formula dedicata a ciascuna fonte.	Gli impianti eolici on-shore con una potenza massima di 3 MW per generatore e un massimo di 6 generatori
	IDROELETTRICO		Impianti di potenza < 1 MW
	GEOTERMICO		Tutti i pozzi geotermici devono essere situati nello stesso sito geotermico e non possono essere stati utilizzati per la produzione di energia elettrica nell'ambito di una tariffa feed-in o di un contratto premium
	BIOMASSE		Compreso tra 500 kW e 12 MW
Tenders	FOTOVOLTAICO	Le regole sui prezzi sono descritte nel bando di gara relativo a ciascuna asta.	Impianti a terra: 2 aste all'anno fino al 2019 con una capacità totale mirata di 1.000 MW all'anno. Impianti a tetto: 3 aste all'anno fino al 2019; con una capacità totale di 450 MW all'anno.
	EOLICO	Le regole sui prezzi sono descritte nel bando di gara relativo a ciascuna asta.	Le condizioni per partecipare all'asta sono descritte nel bando di gara.
	IDROELETTRICO		Le condizioni per partecipare all'asta sono descritte nel bando di gara.
	BIOMASSE		Fino al 2019, Si prevedono procedure di gara annuali per lo sviluppo di progetti a biomassa per una capacità totale compresa tra 50 e 100 MW all'anno

Francia: Framework Normativo

TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	FONTE RINNOVABILE DI APPLICAZIONE	CARATTERISTICHE DELLO STRUMENTO DI SUPPORTO	LIMITI DI APPLICAZIONE
Tax Regulation Systems (Meccanismo 1)	FOTOVOLTAICO	Detrazione del 30% dei costi netti per la parte hardware dall'imposta di reddito	Tutti gli impianti
	EOLICO		
	IDROELETTRICO		
	BIOMASSE		
Tax Regulation Systems (Meccanismo 2)	FOTOVOLTAICO	Sul continente francese e in Corsica, l'aliquota IVA ridotta è del 5,5%	Tutti gli impianti
	EOLICO		
	IDROELETTRICO	Nei dipartimenti e regioni d'oltremare della Guadalupa, della Martinica e della Riunione, l'IVA ammonta al 2,10%	
	BIOMASSE	Dal 1 ° gennaio 2014, l'IVA ridotta per gli impianti fotovoltaici è stata aumentata dal 7% al 10%	

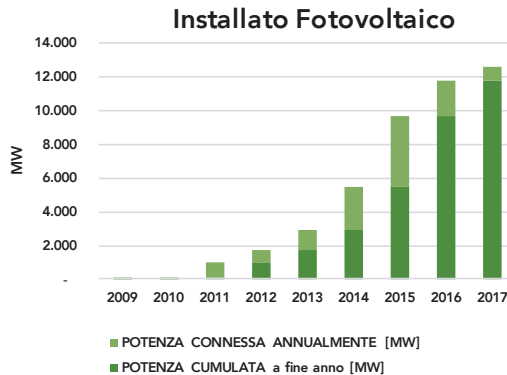
La ripartizione del mix energetico nei paesi benchmark: UK

- Con una **produzione di 336 TWh**, di cui **29% da rinnovabili**, il Regno Unito è il terzo Paese europeo per «dimensione» energetica. E' il **gas naturale con il 41% del totale della produzione la fonte più rappresentativa**, seguita (al 21%) da un'altra fonte «tradizionale» come il nucleare.

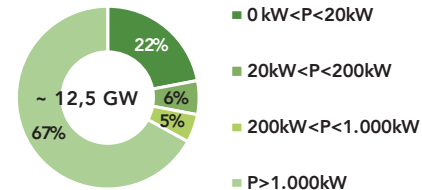


Il Fotovoltaico in UK: la potenza installata e le taglie

- Il Regno Unito ha raggiunto nel 2017, un volume complessivo di potenza fotovoltaica installata pari a circa **12.6 GW** con una crescita annuale che si è ridotta notevolmente rispetto al 2016 (- 60%) a causa della fine del **Renewable Obligation Certificate (ROC)** per impianti FV utility scale < 5 MW. Il nuovo installato fotovoltaico, pari a **circa 900 MW** (2 volte l'Italia) ha generato un «volume d'affari» nel **2017 di oltre 1 mld €** in nuovi impianti fotovoltaici.
- Una percentuale considerevolmente maggiore degli altri paesi analizzati (67%) è afferente a impianti > 1 MW, mentre poco presenti sono le taglie «intermedie».

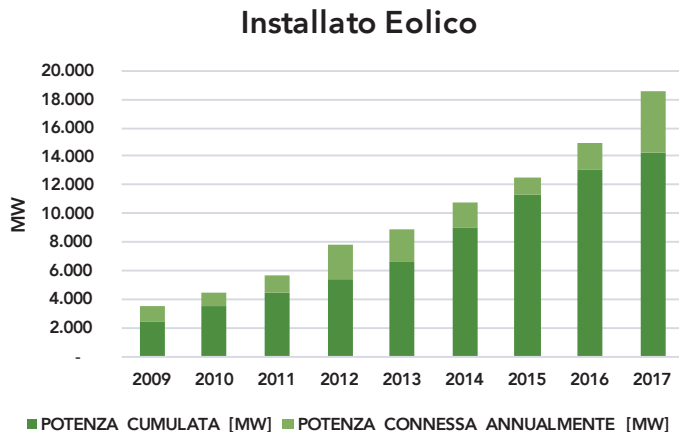


Ripartizione Fotovoltaico per taglia

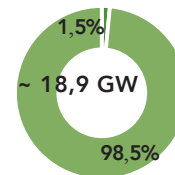


L'eolico in UK: la potenza installata e le taglie

- Nel **2017** si è registrato un aumento delle installazioni pari a circa il **25% rispetto all'anno precedente**, toccando quota **4,3 GW** (quasi 14 volte l'Italia) di cui circa il **40% off-shore**. Gli investimenti complessivi hanno superato quota **5 mld € nel 2017**.
- **Complessivamente alla fine del 2017** si è raggiunta una **potenza installata totale pari a circa 18,9 GW**.
- Del totale installato la quota offshore pesa per il 34%, la più alta in europa.



Ripartizione Eolico per taglia

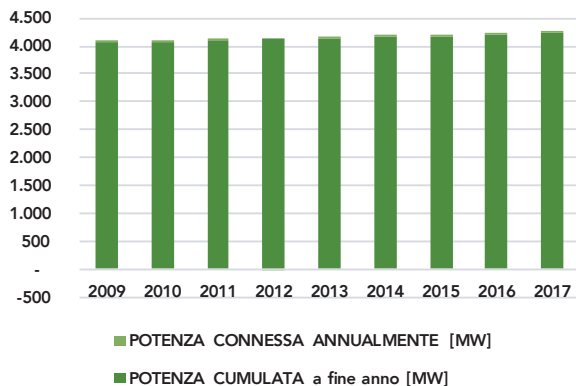


■ P < 5.000kW ■ P > 5.000kW

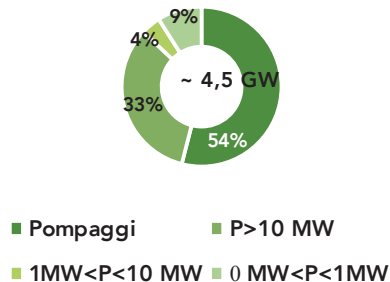
L'idroelettrico in UK: la potenza installata e le taglie

- Il settore **idroelettrico** nel Regno Unito, con **circa 4,5 GW** di potenza installata, è quasi totalmente costituito **da impianti idroelettrici di grande taglia o da pompaggi**. Come si può evincere dal grafico, infatti, le nuove installazioni sono state sempre molto contenute e nell'ordine di qualche decina di MW per anno dal 2009 ad oggi.

Installato Idroelettrico

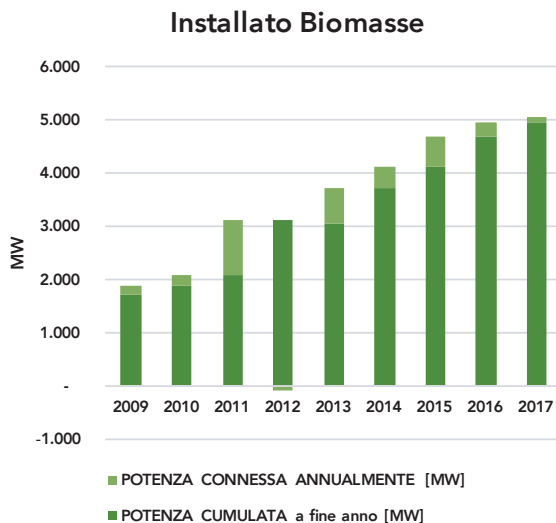


Ripartizione Idroelettrico per taglia

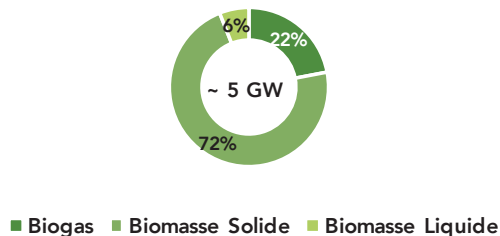


Le Biomasse in UK: la potenza installata e le taglie

- Il Regno Unito possiede un parco installato da fonti a biomasse pari a circa **5 GW**. Nel 2017, la nuova potenza installata è diminuita drasticamente rispetto agli anni precedenti, ed ammonta a soli circa **100 MW** totali (nel 2016 erano stati 280 MW).
- Nel 2017, l'ammontare di investimenti in nuovi impianti si è quindi assestato intorno ai **350 mln €**



Ripartizione biomasse per taglia



Messaggi Chiave

- La **produzione di energia elettrica in UK** nel 2017, è stata pari a circa **336 TWh**, con un peso da parte delle **fonti rinnovabili** che ha superato il **29% della produzione totale**. **Gas e nucleare** hanno ancora un ruolo importante, in termini di produzione di energia elettrica, e contribuiscono rispettivamente per il **41%** il primo ed il **21%** il secondo, e coprono una quota totale del **62%** sull'intera produzione.
- **L'anno 2017, ha visto il Regno Unito installare complessivamente oltre 5,3 GW di nuova potenza da fonti rinnovabili**. La classifica è stata guidata dall'**eolico** con un contingente installato di circa **4,3 GW**, di cui circa il **40% di eolico off-shore**, seguito dal **fotovoltaico** al secondo posto con **0,9 GW** di nuova potenza. Anche in questo caso sono state di poco rilievo le nuove installazioni relative ai **settori idroelettrico e biomasse**, che hanno visto, nel 2017, **installazioni molto contenute e nell'ordine delle decine di MW**.

UK: gli strumenti di supporto alle rinnovabili

- Il sistema di supporto alle rinnovabili in UK è molto meno articolato rispetto a quello tedesco e francese e di fatto si basa su 3 tipologie di strumenti diversi:
 - **La feed-in tariff**, per impianti < 5 MW
 - **I contract for difference**, per impianti > 5 MW e solo per alcune tecnologie
 - **I Renewable Obligation Certificate (ROC)**, ovvero un meccanismo assimilabile ai Certificati Verdi. Il valore di questi è andato crescendo nel tempo, di pari passo con la maggior quota per MWh.

Periodo	Quota di ROC [ROC/MWh]	Prezzo unitario [€/ROC]
2010-2011	0,111	42,44
2011-2012	0,124	44,39
2012-2013	0,158	46,71
2013-2014	0,206	48,21
2014-2015	0,244	49,68
2015-2016	0,290	50,86
2016-2017	0,348	51,36
2017-2018	0,409	52,29

UK: Framework Normativo

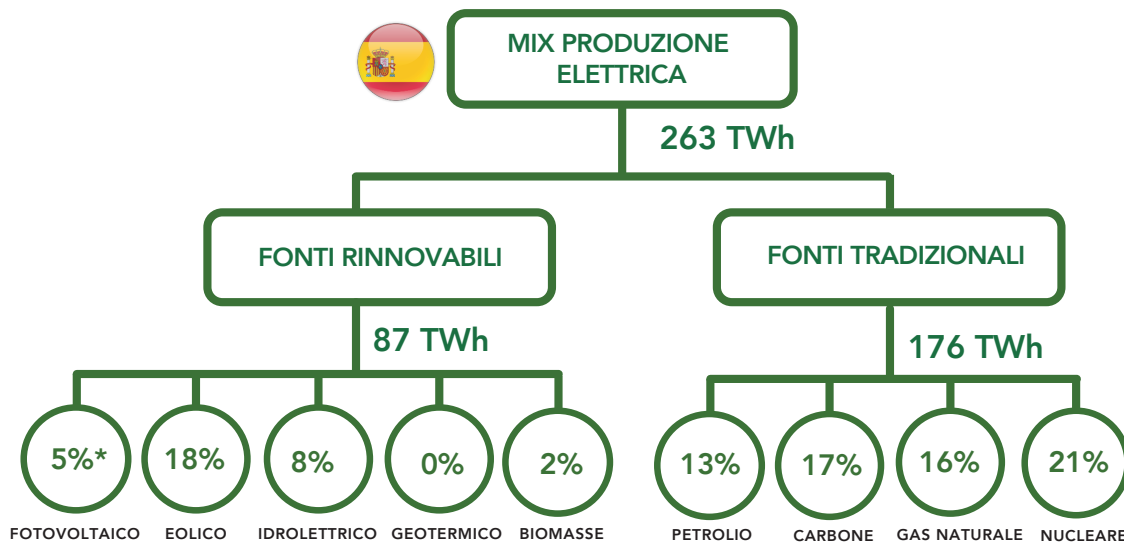
TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	FONTI RINNOVABILI DI APPLICAZIONE	CARATTERISTICHE DELLO STRUMENTO DI SUPPORTO	LIMITI DI APPLICAZIONE
Feed in tariff	FOTOVOLTAICO	<p>P < 10kW: 4,50 ct€/kWh 10 kW < P < 50 kW: 4,75 ct€/kWh 50 kW < P < 250 kW: 2,08 ct€/kWh 250 kW < P < 1 MW: 1,69 ct€/kWh P > 1 MW: 0,39 ct€/kWh Impianti «stand-alone»: 0,22 ct€/kWh</p>	Impianti < 5 MW
	EOLICO	<p>P < 50 kW: 9,37 ct€/kWh 50 kW < P < 100 kW: 5,53 ct€/kWh 100 kW < P < 1,5 MW: 2,64 ct€/kWh P > 1,5 MW: 0,81 ct€/kWh</p>	
	IDROELETTRICO	<p>P < 100 kW: 8,89 ct€/kWh 100 kW < P < 2 MW: 7,14 ct€/kWh Impianti > 2 MW: 5,19 ct€/kWh</p>	
	BIOMASSE	<p>P < 250 kW: 4,51 ct€/kWh 250 kW < P < 500 kW: 4,83 ct€/kWh P > 500k W: 1,80 ct€/kWh</p>	

UK: Framework Normativo

TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	FONTI RINNOVABILI DI APPLICAZIONE	CARATTERISTICHE DELLO STRUMENTO DI SUPPORTO	LIMITI DI APPLICAZIONE
Contracts for Difference (2021-2022)	EOLICO OFFSHORE	Offshore: 12,0 ct€/kWh	Impianti < 5 MW
	BIOMASSE	Biomassa con cogeneratore: 13,2 ct€/kWh Digestore anaerobico: 16,0 ct€/kWh	
	GEOTERMICO	16,0 ct€/kWh	
Contracts for Difference (2022-2023)	EOLICO OFFSHORE	Offshore: 11,4 ct€/kWh	
	BIOMASSE	Biomassa con cogeneratore: 13,2 ct€/kWh Digestore anaerobico: 15,4 ct€/kWh	
	GEOTERMICO	16,0 ct€/kWh	

La ripartizione del mix energetico nei paesi benchmark: Spagna

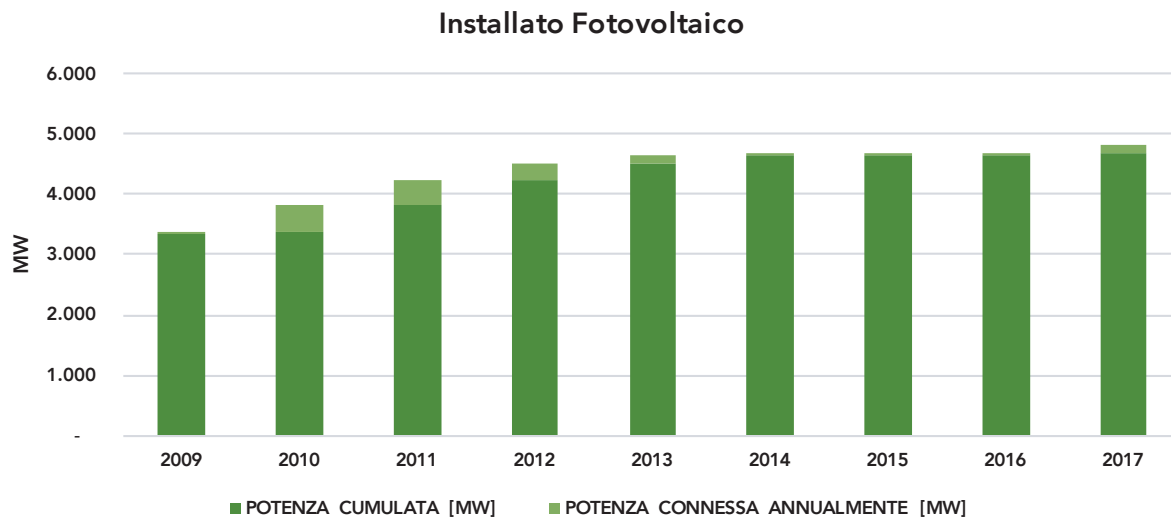
- Con un produzione di 263 TWh, di cui 33% da rinnovabili, la Spagna è il quinto Paese europeo per «dimensione» energetica. E' il nucleare con il 21% del totale della produzione la fonte più rappresentativa, tallonata però dall'eolico (al 18%)



(*)Nel caso della Spagna, poco meno della metà della produzione da solare deriva da solare CSP

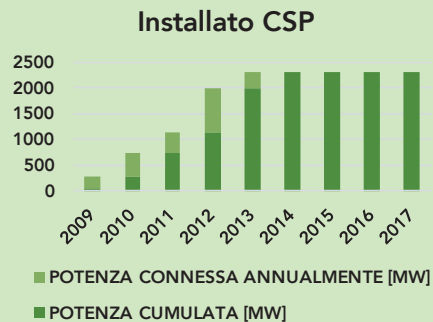
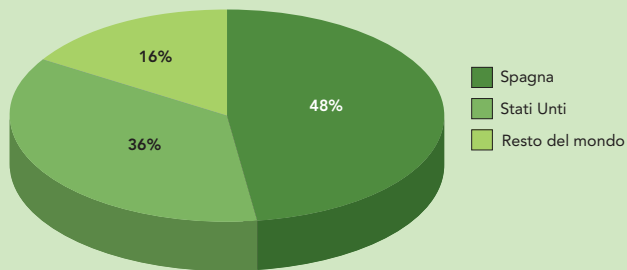
Il Fotovoltaico in Spagna: la potenza installata e le taglie

- La Spagna ha raggiunto nel 2017, un volume complessivo di potenza solare installata pari a **4,6 GW**. La nuova potenza installata, in crescita rispetto al 2016, è stata di **135 MW** (un terzo dell'Italia).
- Il volume d'affari degli investimenti in nuovi impianti fotovoltaici è stato pari a circa **170 mln €**.



BOX 4: Il CSP in Spagna

- La Spagna** – nonostante non vi siano state nuove installazioni sin dal 2013 con la chiusura dei sistemi di incentivazione – è rimasta il **leader globale nella capacità CSP (solare termodinamico) installata**, con **2,3 GW** alla fine dell'anno e circa 50 impianti in funzione, seguiti dagli **Stati Uniti** con il solo oltre **1,7 GW**. Questi due paesi rappresentano ancora oltre **l'80% della capacità installata globale**.

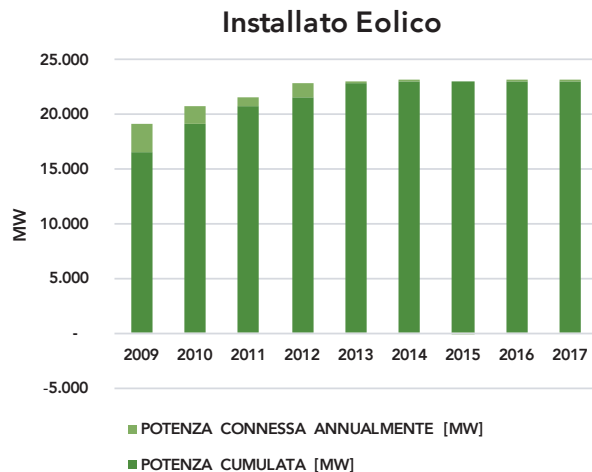


Top player CSP in termini di potenza installata

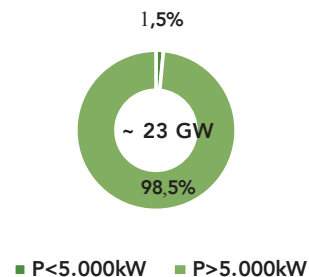
CSP	Spagna	USA	India	Sud Africa	Marocco
-----	--------	-----	-------	------------	---------

L'eolico in Spagna: la potenza installata e le taglie

- La Spagna ha raggiunto al termine del 2017 una potenza installata totale pari a circa 23 GW. A partire dal 2013, la potenza annualmente connessa si è però ridotta a poche decine di MW per anno.
- Si è però in attesa delle nuove installazioni a valle delle ultime aste del 2017, in cui l'eolico si è aggiudicato complessivamente circa 4 GW di potenza.
- Del totale installato la quota offshore pesa per il 2%.

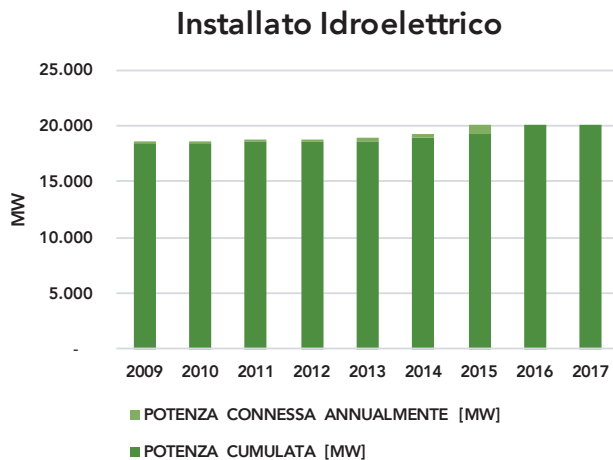


Ripartizione Eolico per taglia

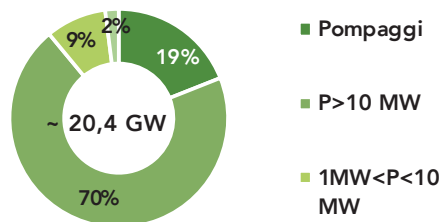


L'idroelettrico in Spagna: la potenza installata e le taglie

- Il settore idroelettrico in Spagna, con circa 20,4 GW di potenza installata, è quasi totalmente costituito da grandi impianti.
- Dopo il leggero incremento del periodo 2013-2015, dovuto sostanzialmente all'installazione di sistemi di pompaggio, non vi sono state ulteriori installazioni.

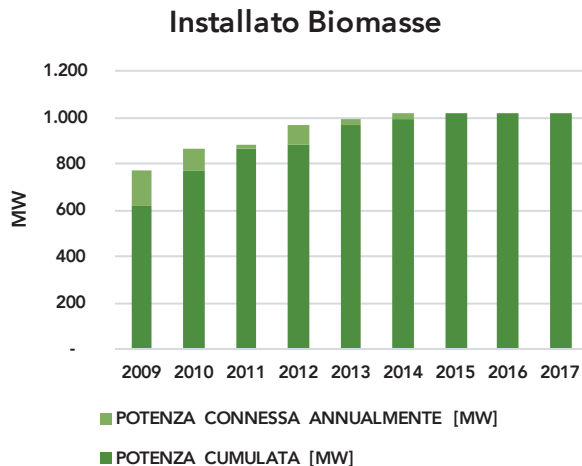


Ripartizione Idroelettrico per taglia

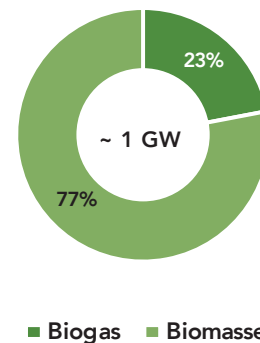


Le Biomasse in Spagna: la potenza installata e le taglie

- La Spagna possiede un parco installato da fonti a biomasse pari a circa 1 GW. A partire dal 2015, come per le alter fonti, gli investimenti e le installazioni in questa tipologia di impianti sono stati praticamente nulli.



Ripartizione biomasse per taglia



Messaggi chiave

- **La produzione di energia elettrica in Spagna** nel 2017, è stata pari a oltre i **260 TWh**, con un peso da parte delle **fonti rinnovabili** che ha raggiunto il **33% della produzione totale**. **Gas, nucleare e carbone** hanno ancora un ruolo importante, in termini di produzione di energia elettrica, e contribuiscono rispettivamente per il **23,5%** il primo, **21%** il secondo e **17,5%** il terzo e coprono una quota totale del 62% sull'intera produzione.
- **Il 2017 ha confermato il trend degli ultimi anni per quanto riguarda l'installazione di nuovi impianti rinnovabili in Spagna**. Le installazioni del comparto **fotovoltaico ed eolico** sono state nell'intorno di **circa 100 MW ciascuno**. Mentre il **settore idroelettrico ha visto, nel 2017, installazioni molto contenute** e nell'**ordine, delle decine di MW**. Il **settore delle biomasse** è invece completamente fermo da qualche anno.
- Questo stallo è seguito ai tagli retroattivi agli incentivi esistenti effettuati dal governo nel 2013. Vi sono tuttavia **segnali di risveglio molto importanti: le ultime aste del 2017 hanno visto assegnare circa 3,9 GW di fotovoltaico e 4,1 GW di eolico**, che dovranno entrare in funzione entro il 2020.

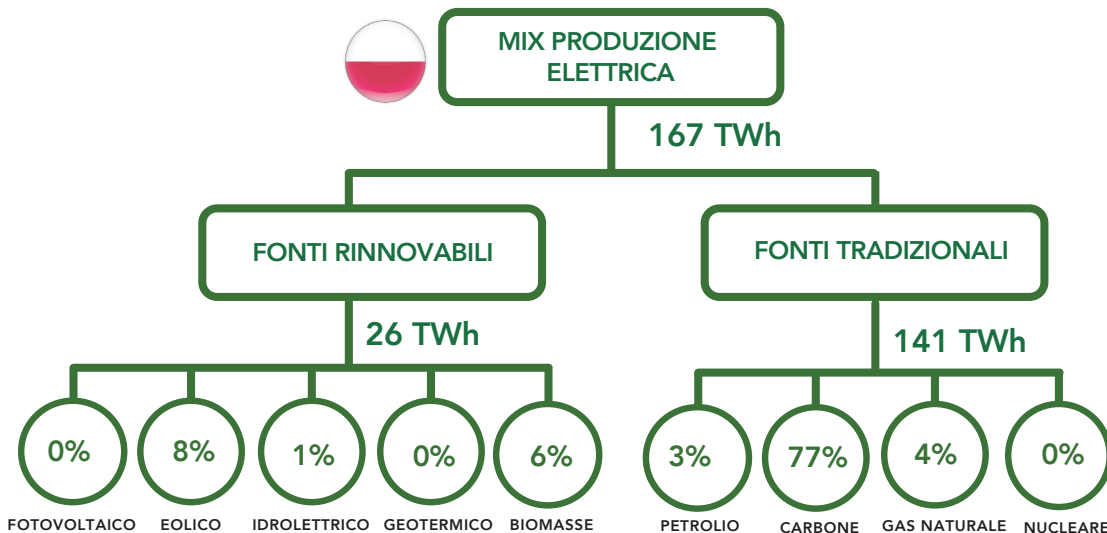
Spagna: Framework Normativo

- L'unico sistema supporto presente ad oggi in Spagna sono le aste competitive, che sono tecnologicamente neutre e vedono quindi sfidarsi eolico e fotovoltaico per gli stessi contingenti.

TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	FONTE RINNOVABILE DI APPLICAZIONE	CARATTERISTICHE DELLO STRUMENTO DI SUPPORTO	LIMITI DI APPLICAZIONE
Tenders	FOTOVOLTAICO	La tariffa viene determinata in base al più basso tasso di sconto accettato	Solo impianti nuovi
	EOLICO		

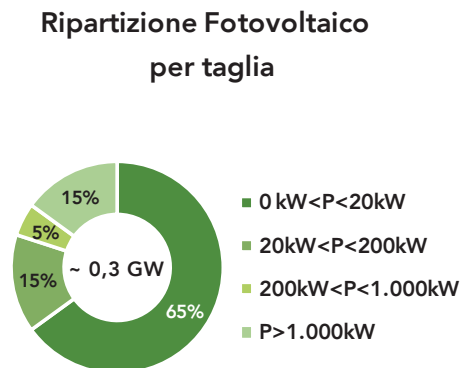
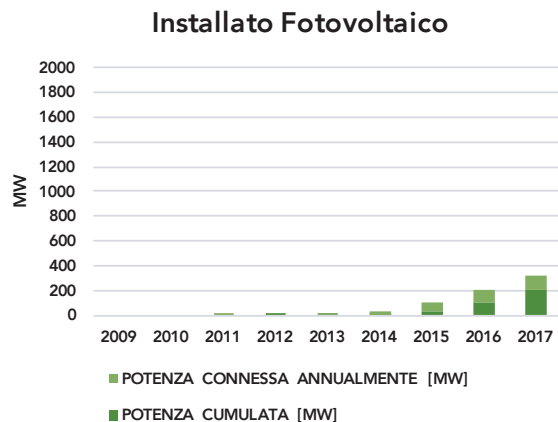
La ripartizione del mix energetico nei paesi benchmark: Polonia

- Con un produzione di 167 TWh, di cui 15% da rinnovabili, la Polonia è stata comunque inserita nel campione di indagine perché rappresentativa dei Paesi dell'Est nell'approccio alle rinnovabili. **E' il carbone con il 77% del totale della produzione la fonte più rappresentativa**, seguita (all'8%) dall'eolico.



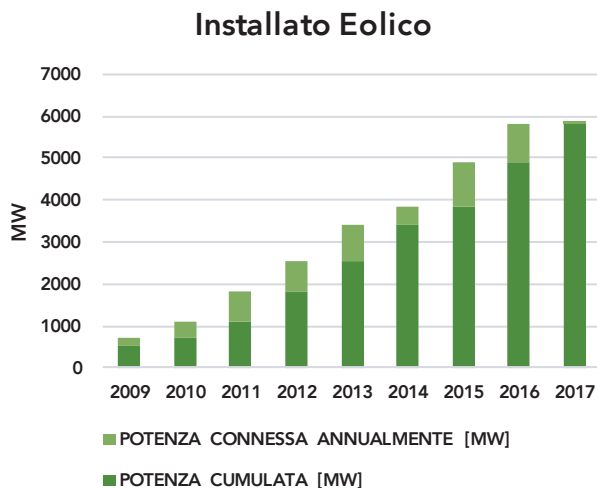
Il Fotovoltaico in Polonia: la potenza installata e le taglie

- La Polonia ha raggiunto nel 2017, un volume complessivo di potenza fotovoltaica installata pari a circa **0,3 GW**. È possibile notare un livello di crescita costante delle installazioni a partire dal 2014. **Nel 2017 le installazioni sono state nell'intorno dei 100 MW (+27% rispetto all'anno precedente)** con un volume d'affari generato che ammonta a circa **150 mln €**.
- Si può notare una forte propensione agli impianti residenziali per quanto riguarda la potenza installata.

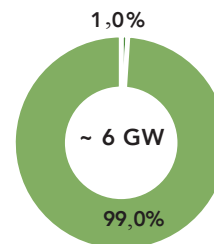


L'eolico in Polonia: la potenza installata e le taglie

- La potenza eolica complessivamente installata in Polonia risulta essere al termine del 2017 pari a circa 6 GW.
- Le nuove installazioni però si sono sostanzialmente arrestate nell'ultimo anno, dopo il balzo del 2015 e del 2016: il motivo di questo stop improvviso è da ricercarsi nelle restrizioni sui siti passibili di costruzione (in seguito al «Proximity Act») e nella mancanza di uno schema di supporto.



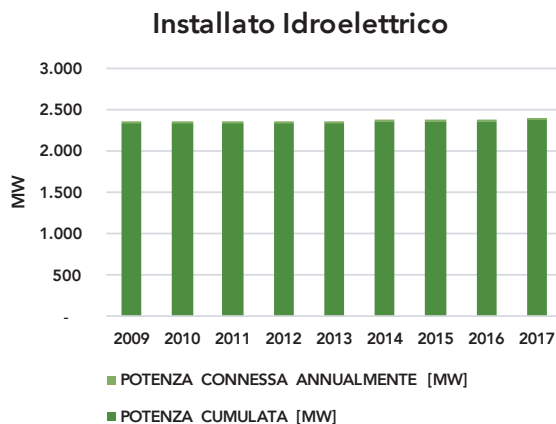
Ripartizione Eolico per taglia



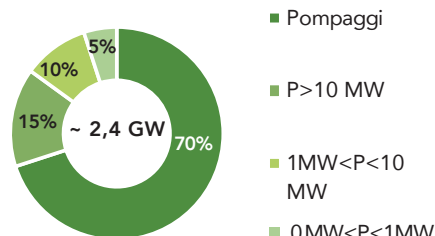
■ P < 5.000kW ■ P > 5.000kW

L'idroelettrico in Polonia: la potenza installata e le taglie

- Il settore idroelettrico in Polonia, con circa 2,4 GW di potenza installata, è quasi totalmente costituito da impianti di grande taglia oramai datati. Come si può evincere dal grafico, infatti, le nuove installazioni sono da tempo ferme.

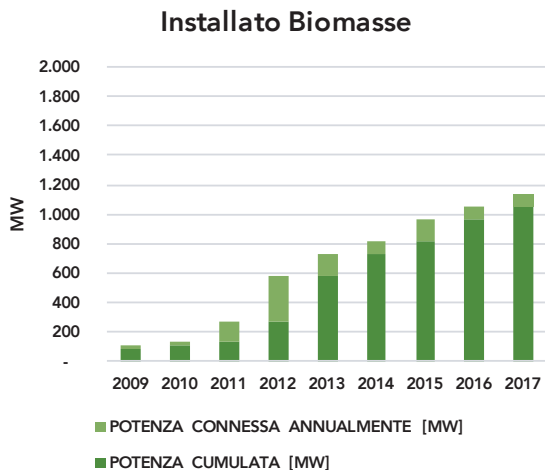


Ripartizione Idroelettrico per taglia

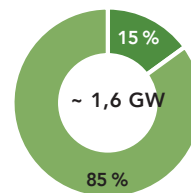


Le Biomasse in Polonia: la potenza installata e le taglie

- **La Polonia possiede un parco installato da fonti a biomasse pari a circa 1,6 GW.** A partire dal 2014, la nuova potenza installata è stata pressochè costante di anno in anno, ad eccezione dell'exploit del 2015 dove la nuova potenza installata è stata pari a circa il doppio della potenza installata nel 2014 e nel 2016.
- In Polonia si sono installati **90 MW di nuova potenza** che hanno generato **investimenti**, nel 2017, per circa **400 mln €** in nuovi impianti.



Ripartizione Biomasse per taglia



■ Biogas ■ Biomasse

Messaggi Chiave

- **La produzione di energia elettrica in Polonia** nel 2017, è stata pari a circa **170 TWh**, con un peso da parte delle **fonti rinnovabili** che ha raggiunto solo il **14,5% della produzione totale**.
- La Polonia, anche per motivazioni geopolitiche, si posiziona notevolmente al di sotto della media europea in termini di produzione da fonti rinnovabili, con un peso pari alla metà di quello europeo. **Il carbone rappresenta la fonte sovrana**, con un ruolo più che fondamentale, dal momento che, in termini di produzione di energia elettrica, contribuisce per oltre il **77%** dell'intera produzione.
- **L'anno 2017 ha visto la Polonia installare complessivamente poco più di 200 MW in nuova potenza da fonti rinnovabili**. Le due fonti che hanno riportato una crescita maggiore sono state **fotovoltaico e biomasse**.

Polonia: gli strumenti di supporto alle rinnovabili

- Il sistemi di supporto alle rinnovabili in Polonia consistono di fatto nel **Net Metering per impianti di piccola taglia (< 50 kW)** e in **prestiti agevolati, feed-in tariff, feed-in premium ed aste neutre per impianti di taglia maggiore (> 50 kW)**.
- Tuttavia **le aste**, che ci si aspettava potessero garantire circa 150 MW di nuove installazioni eoliche e fotovoltaiche, **sono state sospese a partire dal mese di Novembre 2017** per via di un «cambio nelle regole a livello Europeo che deve essere applicato ai provvedimenti presi a livello di Stato membro».
- **Nel 2018 dovrebbe tenersi una nuova asta** per la quale sono già stati annunciati i contingenti messi a disposizione: la grande maggioranza di questi sono stati allocati al «gruppo 4», ovvero quello afferente ad eolico **onshore e fotovoltaico**. Queste due **tecnologie si sfideranno per un totale di 16.065 GWh** con i prezzi di partenza presentati in tabella:

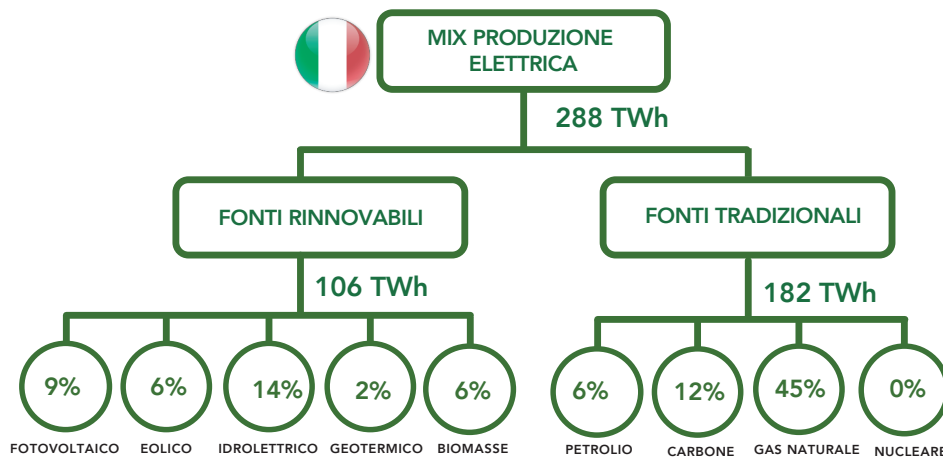
TARIFFA BASE [€/MWh]	FOTOVOLTAICO	EOLICO ONSHORE
< 1 MW	100	81
> 1 MW	95	83

Polonia: Framework Normativo

TIPOLOGIA DI STRUMENTO DI SUPPORTO	FONTE RINNOVABILE DI APPLICAZIONE	CARATTERISTICHE DELLO STRUMENTO DI SUPPORTO	LIMITI DI APPLICAZIONE
Net metering	TUTTE	<p>Gli impianti di piccola taglia ricevono un rimborso percentuale sul prezzo dell'energia per ogni kWh immesso in rete, pari a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 80% per impianti < 10 kW • 70% per impianti tra 10 e 40 kW 	< 50 kW
Feed-In Tariff	TUTTE	Tariffa dedicata ai prosumer che permette di vendere l'energia non autoconsumata al 90% del prezzo di riferimento.	> 50 kW < 500 kW
Feed-In Premium	TUTTE	Tariffa dedicata ai prosumer che permette di vendere l'energia non autoconsumata.	> 1 MW
Tenders	TUTTE	<p>Le aste sono tecnologicamente neutre ma divise per gruppi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gruppo 1: biomassa, biogas (non da agricoltura), bio-combustibili • Gruppo 2: idroelettrico, bio-combustibili, geotermico, eolico offshore • Gruppo 3: biogas da agricoltura • Gruppo 4: eolico onshore, fotovoltaico • Gruppo 5: rinnovabili ibride 	> 1MW
Loan	FOTOVOLTAICO (< 1 MW)	Il budget complessivo del programma è di 130 milioni di € per il periodo di programmazione 2015-2023. Il prestito ammonta a 9,11 milioni di € e dura massimo 15 anni.	> 50 kW
	EOLICO (< 3 MW)		
	IDROELETTRICO (< 5 MW)		
	BIOMASSE (< 5 MW)		

Il benchmark sulle rinnovabili in Europa: i numeri al 2017

- **Appare possibile**, al termine della carrellata dei Paesi visti sino ad ora, provare a **trarre qualche considerazione di raffronto** tra i diversi «approcci» alla produzione di energia ed in particolare alle rinnovabili.
- **Per assumere un corretto termine di paragone si riporta qui sotto** – e con la medesima forma di rappresentazione – **la situazione italiana del 2017**, che è già stata ampiamente commentata nel capitolo precedente.










Il benchmark sulle rinnovabili in Europa: i numeri al 2017

- Solamente la metà dei paesi analizzati, **Italia, Germania e Spagna** ha una percentuale di **produzione di energia da fonti rinnovabili che supera, ad oggi, il 30%, media europea.**
- Da notare come alcuni paesi come la **Germania, la Spagna e il Regno Unito, si siano notevolmente focalizzati su quella che è la risorsa maggiormente disponibile sul territorio nazionale, ovvero il vento.** Il comparto eolico ha infatti un peso almeno doppio rispetto alla seconda fonte rinnovabile più sviluppata in ciascuno dei paesi sopracitati.
- **Altri paesi, invece, come l'Italia hanno adottato un approccio più trasversale e hanno portato avanti in maniera più bilanciata lo sviluppo delle risorse rinnovabili.**
- Bisogna sottolineare come gli obiettivi di decarbonizzazione a livello europeo passano per lo sviluppo di Eolico e Fotovoltaico, le uniche tecnologie con grande potenziale di crescita.
- **Da notare come invece sia molto più limitato, in tutti i paesi l'utilizzo di petrolio lato combustibili fossili e geotermico lato rinnovabili.** Solo l'Italia riporta un **2%** della produzione proveniente da **fonte geotermica.**








Il benchmark sulle rinnovabili in Europa: i numeri al 2017

- Di seguito si riporta la sintesi relativa ai mix energetici per la produzione elettrica AS-IS (2017) dei paesi analizzati:

PAESE	FOTOVOLTAICO	EOLICO	IDROELETTRICO & POMPAGGI	BIOMASSE	GEOTERMICO	PETROLIO	CARBONE	GAS	NUCLEARE	
	9%	6%	14%	6%	2%	37%	6%	12%	45%	0%
	6%	10%	3%	8%	0%	33%	4%	37%	13%	12%
	5%	18%	8%	2%	0%	33%	13%	17%	16%	21%
	4%	11%	9%	5%	0%	30%	2%	23%	20%	25%
	3%	15%	3%	8%	0%	29%	1%	7%	41%	21%
	2%	5%	10%	2%	0%	19%	1%	1%	7%	72%
	0%	8%	1%	6%	0%	15%	3%	77%	5%	0%

Il benchmark sulle rinnovabili in Europa: i numeri al 2017

- Di seguito si riporta la sintesi relativa alla potenza installata (complessiva al termine del 2017) dei paesi analizzati:

PAESE	FOTOVOLTAICO	EOLICO	IDROELETTRICO & POMPAGGI	BIOMASSE	GEOTERMICO	
	110 GW	169 GW	223 GW	37 GW	1,5 GW	540,5 GW
	43 GW	56 GW	11,3 GW	7,5 GW	40MW	118 GW
	19,7 GW	9,8 GW	18,7 GW	8,6 GW	824 MW	57,6 GW
	7 GW*	23 GW	20,4 GW	1 GW	-	51,4 GW
	7,7 GW	13,8 GW	25,5 GW	2 GW	-	49 GW
	12,6	18,9 GW	4,5 GW	5	-	41 GW
	0,3 GW	6 GW	2,4 GW	1,6 GW	-	10,3 GW

Il benchmark sulle rinnovabili in Europa: i numeri al 2017

- La **potenza fotovoltaica** installata in **Germania e Italia**, costituisce complessivamente **più del 50%** di quella installata a livello europeo.
- La **potenza eolica** installata in **Germania e Spagna**, costituisce complessivamente **quasi il 50%** di quella installata a livello europeo. Se a questi due paesi aggiungiamo anche la quota parte del **Regno Unito**, il peso sul totale europeo, raggiunge quasi il **60%**. Da notare però il **fermento riscontrato nelle installazioni offshore** in Paesi quali **Germania, Francia e Regno Unito**, che stanno assumendo un ruolo sempre più di rilievo su questo fronte.
- L'**ammontare di investimenti complessivi nel 2017 da parte dei Paesi analizzati (incluso anche l'Italia)** è stato pari a **23,5 miliardi di €**, che hanno contribuito ad un **incremento complessivo di circa 17,5 GW** della potenza installata in rinnovabili.
- E' interessante sottolineare come non si registrino **differenze apprezzabili tra i diversi Paesi in termini di valore unitario degli investimenti (€/MW) a parità di fonte**, a significare la presenza di un vero e proprio **mercato europeo delle rinnovabili**.

BOX 5: Australia

- Nell'ambito dei paesi extraeuropei si è deciso di analizzare il caso dell'**Australia**, con particolare riferimento al **fotovoltaico**: questa tecnologia è infatti predominante tra le rinnovabili per via dell'elevato irraggiamento che caratterizza molte zone. Alla fine del **2017** in Australia erano presenti poco più di **7 GW** totali di fotovoltaico, con una crescita impressionante negli ultimi anni: nel solo **2017 sono stati installati circa 1,2 GW**.
- Il mercato è però molto diverso rispetto a quello italiano ed europeo: **fino al 2016 il tipo di installazioni predominante è stato quello volto all'autoconsumo**, principalmente di tipo residenziale. Sui circa **5,8 GW installati a fine 2016 ben 5,3 GW** venivano da installazioni residenziali, distribuite su circa **1,6 milioni di abitazioni**, e la restante parte da attività commerciali/industriali. Questo fa dell'Australia uno dei paesi con il più alto tasso di penetrazione di questo tipo di installazione, pari a quasi il **15%**, ma che tocca anche il **30%** in alcune regioni (in Italia è circa il **2,5%** con **600.000 unità**).
- Inoltre, **l'impianto residenziale è stato spesso accompagnato da un sistema di accumulo**, volto ad incrementare l'autoconsumo. Il mercato australiano è stato infatti quasi esente da incentivi e i vantaggi economici ottenibili dipendevano dal risparmio del costo dell'elettricità, più alto che in Italia.

- Negli ultimi due anni si è invece assistito a un'inversione di tendenza, con **l'installazione di impianti utility scale di grandi dimensioni**. Questi, sempre provvisti di tracker, possono raggiungere una produzione nell'ordine dei **2.800 kWh/kWp** nelle zone Nord del paese.
- Per questo motivo, con il ridursi dei costi di installazione di questa tipologia di impianti, l'Australia è diventata un paese interessante per gli investitori, anche per via di un **prezzo dell'energia** nell'ordine dei **100 €/MWh**. Questo riesce a compensare i più alti costi di installazione, dovuti a un elevato costo della manodopera: **i CAPEX si aggirano sui 1.400 – 1.500 €/kW**, ben più alti di quelli attualmente considerati in Italia.
- Inoltre, questi impianti sono quasi sempre di grandissime dimensioni, superiori ai **60 MW a impianto** e spesso eccedenti i **100 MW**. Enel Green Power è attualmente impegnata nella costruzione dell'impianto più grande in Australia, con una capacità di **275 MW** e una produzione prevista di **570 GWh**.
- Oltre ai sistemi di accumulo di piccola taglia, in Australia a fine **2017** Tesla ha installato **la più grande batteria agli ioni di litio** attualmente esistente, con una capacità da **129 MWh**.

2. Le Rinnovabili in Europa: lo stato dell'arte e gli obiettivi di sviluppo

- Questa dovrebbe contribuire a ridurre i problemi di blackout che caratterizzano la rete elettrica australiana, oltre a fornire un supporto importante allo sviluppo delle fonti rinnovabili variabili, potendo assorbire la produzione in eccesso.
- Dal momento della sua installazione è già entrata in funzione diverse volte, garantendo ritorni anche importanti: in Australia è infatti possibile che il prezzo dell'elettricità scenda sotto lo 0, come in Germania. In particolare il 13/01/2018, complice il basso consumo (un sabato) e la piena stagione estiva, i prezzi sul mercato si sono spinti fino a – **1000 A\$/MWh** (- 627 €/MWh): la batteria ha ricevuto quindi l'energia in eccesso sulla rete a questo prezzo. Inoltre, essendosi ricaricata nel frangente, ha potuto anche vendere l'energia sulla rete in un momento di necessità, portando un doppio introito.

Le prospettive future delle rinnovabili in Europa: *il Winter Package (2030)*

- Nel Novembre 2016, la Commissione Europea ha varato il “Winter Package”, pacchetto di proposte in materia energetica.
- Il Winter Package è l’insieme delle proposte legislative finalizzate a rendere **maggiormente competitiva l’Unione Europea nella transizione energetica** e a ridisegnare il profilo del mercato elettrico europeo. Il pacchetto interessa i **settori delle fonti rinnovabili**, dell’efficienza energetica, del mercato elettrico, della governance dell’Unione e della mobilità.
- Il **quadro per il clima e l’energia 2030** fissa **tre obiettivi** principali da conseguire entro l’anno indicato:
 - una **riduzione** almeno del **40%** delle **emissioni di gas a effetto serra** (rispetto ai livelli del 1990)
 - una **quota** almeno del **27%** di **energia rinnovabile**
 - un **miglioramento** almeno del **27%** dell’**efficienza energetica**

Le prospettive future delle rinnovabili in Europa: *il Winter Package (2030)*

- In particolare, per quanto riguarda il **settore delle energie rinnovabili**:
 - Viene stabilito un **target vincolante del 27%** (quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia) **a livello europeo al 2030**, che dovrà essere complessivamente raggiunto attraverso **la somma dei contributi dei singoli Stati Membri**.
 - Viene stabilito che i **target al 2020** di ciascuno Stato Membro siano il **minimo contributo al nuovo obiettivo al 2030**. Per tracciare i progressi e controllare che non si vada sotto il target minimo gli Stati Membri dovranno compilare i **Piani Nazionali Integrati per Energie e Clima**, secondo quanto disposto dal Regolamento sulla Governance.
 - Nel caso in cui uno **Stato scendesse sotto al limite minimo o non risultasse in linea con la traiettoria definita** per raggiungere l'obiettivo complessivo EU, si applicherebbero i **meccanismi correttivi**.
 - Per promuovere target più sfidanti per gli Stati Membri è previsto un uso **maggiore dei fondi dell'Unione**, in particolare strumenti finanziari, soprattutto a riduzione del costo di investimento dei progetti a energia rinnovabile.

Le prospettive future delle rinnovabili in Europa: *il Winter Package (2030)*

- Il Parlamento europeo ha recentemente accolto una proposta per ridiscutere i **nuovi obiettivi** vincolanti a livello UE per quanto riguarda le fonti rinnovabili.
- I **target** precedentemente fissati **sono stati ulteriormente alzati**:
 - un **miglioramento del 35% dell'efficienza energetica**
 - una **quota minima pari almeno al 35% di energia da fonti rinnovabili** nel consumo finale lordo di energia
 - una **quota del 12% di energia da fonti rinnovabili nei trasporti entro il 2030**.
- Per raggiungere tali obiettivi, gli Stati membri dell'Ue sono stati invitati a fissare le necessarie misure nazionali, che saranno monitorate secondo le nuove regole sulla governance dell'Unione dell'energia.
- E' stato inoltre inserito l'obbligo per ciascuno Stato Membro di **definire e pubblicare un programma a lungo termine del regime di sostegno**, che copra almeno i successivi 3 anni, contenente tempistiche indicative, la capacità, il budget assegnato, nonché la consultazione delle parti interessate in fase di adozione del sistema. **E' in questo alveo che si colloca ad esempio la Strategia Energetica Nazionale (SEN) che ha visto la luce in Italia nel Novembre 2017.**

BOX 6: La Strategia Energetica in Germania

- La Germania sta sviluppando – anche se non vi è ancora un documento definitivo analogo alla nostra SEN - la propria strategia energetica nazionale.
- Tra gli obiettivi principali di lungo periodo vi sono:
 - **riduzione delle emissioni del 55% al 2030 e del 80-95% al 2050.**
 - **raggiungimento** - a partire dall'obiettivo al 2020 del 18% - **del 30% di risorse rinnovabili sui consumi finali al 2030.** Le rinnovabili conteranno per almeno il 60% dei consumi finali nel 2050.
- **Il primo passo di questa strategia sono i contingenti ad asta previsti per le nuove installazioni da rinnovabili** e che secondo le stime presenti all'interno del documento EEG dovrebbero essere complessivamente **pari a circa 33 GW, così suddivisi.**

FRONTE RINNOVABILE	CONTINGENTE ANNUALE DAL 2018 AL 2020 [MW]	CONTINGENTE ANNUALE DAL 2020 AL 2023 [MW]
EOLICO ON SHORE	2.800	2.900
EOLICO OFF SHORE	1.550	700 - 900
SOLARE	600	600
BIOMASSE	150	200

BOX 7: La Strategia Energetica in Francia

- Anche La Francia sta lavorando allo sviluppo di un «**Multiannual energy plan**», documento che riporta le priorità del governo francese in termini di politiche energetiche, i target di lungo periodo e i target intermedi al 2018 e al 2023.
- Riportiamo di seguito i target di lungo periodo, fissati dal governo francese all'interno del documento sopracitato:
 - **Energie rinnovabili:** Raggiungimento del **32% di risorse rinnovabili sui consumi finali al 2030**
 - **Produzione Elettrica:** Il 40% dell'elettricità sarà generata da fonti rinnovabili entro il 2030
 - **Produzione termica:** Il 38% della produzione termica sarà generata da fonti rinnovabili entro il 2030
 - **Carburanti e Trasporti:** il 15% dei carburanti utilizzati per i trasporti avrà origine rinnovabile entro il 2030
 - **Settore Gas:** il 10% del gas avrà origine da fonti rinnovabili entro il 2030

2. Le Rinnovabili in Europa: lo stato dell'arte e gli obiettivi di sviluppo

- Nella tabella seguente viene presentato l'installato complessivo ad oggi e previsto al 2023: nello scenario conservativo si arriva a circa **70 GW complessivi installati (+42% rispetto ad ora)**, mentre in quello **ottimistico si arriva addirittura a quasi 80 GW complessivi (+62%)**. La potenza si distribuisce abbastanza uniformemente tra **eolico, fotovoltaico e idroelettrico** ma, mentre quest'ultimo rimane praticamente costante, **l'eolico aumenta dell'80% nel primo caso e del 130% nel caso ottimistico**, mentre il **fotovoltaico aumenta quasi del 140% nello scenario pessimistico e addirittura del 160% in quello più favorevole**.
- Bisogna comunque segnalare che la strategia è attualmente in fase di revisione e pertanto è passibile di modifiche nel futuro prossimo.

SETTORE RINNOVABILE	SITUAZIONE DI PARTENZA AL 2017 [GW]	OBIETTIVI AL 2023 [GW]	
		SCENARIO CONSERVATIVO	SCENARIO OTTIMISTICO
EOLICO	13,8	24,8	32,0
SOLARE	7,7	18,2	20,2
IDROELETTRICO	25,5	25,8	26,1
BIOMASSE	2	1,0	1,3
TOT	49	69,8	79,6

Le prospettive future delle rinnovabili in Europa: *il Winter Package (2030)*

- L'Europa sembra quindi avere ancora alzata – e non di poco – l'asticella della produzione da rinnovabili, cavalcando anche un trend politico di favore verso queste installazioni e la loro minore necessità di strumenti di supporto ed incentivazione.
- Tra i paesi più «committed» verso gli obiettivi di produzione di energia da fonti rinnovabili, i meccanismi di stabilizzazione delle revenues, e in particolare le aste competitive, sono lo strumento maggiormente utilizzato e ad oggi indispensabile per rendere fattibile la transizione energetica verso leFER: le riduzioni dei costi di installazione, più marcate per il fotovoltaico e per l'eolico, non sembrano infatti ancora sufficienti a garantire la piena competitività di queste tecnologie.
- **La traduzione in obiettivi concreti**, come visto per Francia e Germania, **sembra determinare però un cambio di passo importante.**
- **Saranno in grado i Paesi Europei di rendere «applicabili» i piani di sviluppo?** In questo rapporto ci si limiterà, a partire dal capitolo successivo, a provare a dare una risposta per quanto riguarda l'Italia e la sua Strategia Energetica Nazionale. E' però certo che il tema sia quanto mai di rilievo per l'intera Unione Europea.



POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS



La Strategia Energetica Nazionale 2017: **3**

il quadro degli obiettivi per le fonti rinnovabili

Partner



CVA



renewables



Con il patrocinio di



Obiettivi della sezione

- L'obiettivo di questa sezione è di **analizzare gli scenari presentati nella Strategia Energetica Nazionale (SEN)** emanata dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare nel **Novembre 2017** e che costituisce l'ideale proseguimento della SEN 2013.
- In particolare la **Strategia Energetica Nazionale 2017** – coerentemente con quanto previsto dal Renewable Energy Directive della UE - traccia le linee guida riguardanti il comparto energetico italiano da qui al 2030 in termini di **fonti rinnovabili, efficienza energetica, phase out dal carbone, sicurezza energetica e competitività dei mercati energetici**. L'Italia è però indietro rispetto a Francia e Germania, dove vi sono già dei provvedimenti attuativi per l'implementazione dei rispettivi piani, con un programma di aste già approvato per i prossimi anni.
- Considerando l'obiettivo del presente Rapporto, ci si concentrerà in particolare sui capitoli riguardanti le **fonti rinnovabili** e il **phase out dal carbone**, ove più rilevante ed esplicito è il ruolo della generazione di energia rinnovabile.

BOX1 : Gli scenari del *phase-out* dal carbone nella SEN

- Come visto anche nel capitolo precedente, **nonostante l'Italia**, da questo punto di vista, **sia un Paese virtuoso** se comparato ad altri grandi Paesi anche europei (basti pensare alla **Germania dove il carbone pesa ancora per circa il 40% nel mix di produzione**), sono ad oggi presenti ancora **8 GW di capacità di generazione elettrica da centrali a carbone**, che contribuiscono per il **15% alla produzione totale**.
- La **decarbonizzazione della produzione energetica** – diventato tema dominante soprattutto dopo le conclusioni della **COP21 di Parigi del 2015** - **richiede quindi un processo graduale di adeguamento del sistema energetico**.
- Nella **SEN 2017** sono ipotizzati due scenari, che verranno riassunti in questo box.

Scenario **BASE**

Scenario **SEN**

Phase out inerziale
FER al 38% dei consumi elettrici

Phase out totale
FER al 55% dei consumi elettrici

BOX 2: Gli scenari del *phase-out* dal carbone nella SEN: lo scenario BASE

- Di seguito vengono presentati i **due scenari di sviluppo del settore energetico** a cui si faceva riferimento prima in termini di consumi di energia primaria per fonte.
- Nelle consultazioni per la redazione finale della SEN si è dibattuto su quale strada adottare al fine di perseguire la strada della *decarbonizzazione*. La valutazione finale si è incentrata su due scenari possibili: lo **scenario BASE** e lo **scenario SEN**.
- Nella tabella è rappresentata l'**evoluzione dei consumi di energia primaria** (in Mtep) per fonte energetica ipotizzato nello scenario **BASE**:

BASE (Mtep)	2015	2025	2030	Δ 2030-2015 (%)
Import	4	3	2,8	-30%
Gas	55	54	56	+1%
Petrolio	57	54	51	-11%
Carbone	13	10	10	-23%
FER	26	31	31	+19%
TOT	156	152	151	-3%

- Lo scenario **BASE**, che prevede un'uscita graduale degli impianti di generazione elettrica a carbone dovuta a condizioni di «mercato» (prezzo della CO2 tale da rendere la generazione non conveniente) ha come risultati al **2030**:
 - **Riduzione dei consumi primari di 5 Mtep**
 - **FER al 38% dei consumi elettrici, con un'incidenza sui consumi lordi di energia di poco superiore al 20%**
 - Potenza da FER installata pari a 60 GW (attualmente 52 GW), **che produrrebbero circa 129 TWh**
 - **PUN previsto intorno agli 80 €/MWh** (circa l'80% in più rispetto al 2016) in virtù dell'aumento del prezzo del gas e della CO2
- Lo scenario **BASE** mostra un'evoluzione confortante sulla sostenibilità del settore energetico, ma evidenzia anche la necessità di **misure aggiuntive per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica, FER ed emissioni al 2030.**

BOX 3: Gli scenari del *phase-out* dal carbone nella SEN: lo scenario SEN

- L'evoluzione prevista in questo scenario tiene conto **della decarbonizzazione completa al 2025, delle FER al 55% dei consumi elettrici e della riduzione dei consumi finali dell'energia dell'1,5% all'anno tra 2021 e 2030.**
- Nella tabella è rappresentata **l'evoluzione dei consumi di energia primaria** (in Mtep) per fonte energetica nello scenario **SEN**:

SEN (Mtep)	2015	2025	2030	Δ 2030-2015 (%)
Import	4	2,8	2,5	-38%
Gas	55	55	50	-9%
Petrolio	57	47	43	-25%
Carbone	13	4	4	-69%
FER	26	33	37	+42%
TOT	156	142	136	-13%

- Lo scenario **SEN** prevede al 2030:
 - **Una riduzione dei consumi primari di 20 Mtep**, guidata dalla riduzione dei consumi di carbone e prodotti petroliferi
 - **FER al 55% dei consumi elettrici, che vanno a incidere per il 28% sul totale dei consumi di energia**
 - **Produzione da FER pari a 184 TWh**
 - **Diminuzione del PUN del 10% rispetto al caso BASE a 72 €/MWh** a causa di un aumento delle rinnovabili e della diminuzione del prezzo della CO₂, con uno spread zonale maggiore
- Per la realizzazione di questo scenario e **per garantire la sicurezza del sistema elettrico** sono necessari **investimenti aggiuntivi**, in quanto l'apporto da **FER non programmabili** aumenta considerevolmente.
- Dopo le consultazioni, in cui diversi *stakeholder* hanno chiesto un aumento dell'incidenza delle **FER** e l'anticipo della *decarbonizzazione*, si è deciso, come anticipato, di **propendere per lo scenario SEN** e quindi **di anticipare l'uscita completa dal carbone nella generazione elettrica al 2025**.

Lo scenario di riferimento adottato: lo scenario SEN

- La consultazione che ha preceduto e poi seguito l'emanazione della SEN **ha portato sostanzialmente gli operatori del settore – e quindi anche noi in questo Rapporto - a prendere come riferimento effettivo lo scenario «SEN»**, ossia quello che prevede 184 TWh di produzione elettrica da fonti rinnovabili nel 2030, pari al 55% dei consumi nazionali,
- Partendo dai dati forniti dalla SEN, il resto del capitolo si concentrerà quindi sul valutarne la **fattibilità** e gli **impatti**.

(*) La percentuale si riferisce ai consumi elettrici

Il volume di investimenti necessari per lo scenario SEN

- Per sopperire alla mancata generazione derivante dagli **8 GW** che verranno dismessi si prevedono investimenti compresi tra i **15 miliardi di € e i 16 miliardi di €**, di cui circa **4 miliardi di € aggiuntivi** rispetto allo scenario *BASE* in cui l'**uscita del carbone** era posticipata.

Investimenti (miliardi di €)	FER al 55% dei consumi elettrici e <i>phase out</i> completo	
	Min	Max
Range		
Investimenti in rete	8,7	9,1
Risorse di flessibilità	4	4,5
Ulteriore capacità generativa a gas	2,2	
Ulteriori infrastrutture gas	0,5	
Totale investimenti	15,3	16,2

Le azioni abilitanti per lo scenario SEN

- Le azioni concrete previste nello scenario *SEN* possono essere suddivise in due tipologie, ovvero quelle **azioni da attuare a prescindere dallo scenario di sviluppo** e quelle invece più **specifiche per raggiungere gli obiettivi presentati nello scenario SEN**, quali il *phase out* completo e un aumento dell'incidenza delle fonti rinnovabili sui consumi energetici. In questo secondo caso gli investimenti aggiuntivi sarebbero rivolti principalmente alla Sardegna, a causa della chiusura di 2 centrali da più di 1 GW complessivo («metanizzazione della Sardegna»).
- Le azioni da attuare comunque a prescindere dallo scenario sono:
 - **Potenziamento rete elettrica**: azioni incluse nel Piano di Sviluppo e di Difesa di Terna, ulteriori rinforzi tra le zone *NORD-CNOR* e *CNOR-CSUD*
 - **Installazione di 3 GW di accumuli e/o pompaggi**: da installare prevalentemente nelle zone centro-meridionali, dove si prevede un maggiore sviluppo delle fonti rinnovabili
 - **Installazione di nuova capacità di generazione da gas pari a circa 2,5 GW entro il 2030**

Le azioni abilitanti per lo scenario SEN

- Le azioni da attuare solamente nel caso di implementazione dello scenario SEN sono invece:
 - **L'installazione di un nuovo elettrodotto Sardegna-Continente o Sardegna-Sicilia-Continente**
 - **Installazione di ulteriori 1,9 GW di capacità generativa da gas**
 - **Costruzione di infrastrutture di approvvigionamento SSLNG (Small Scale Liquid Natural Gas)**

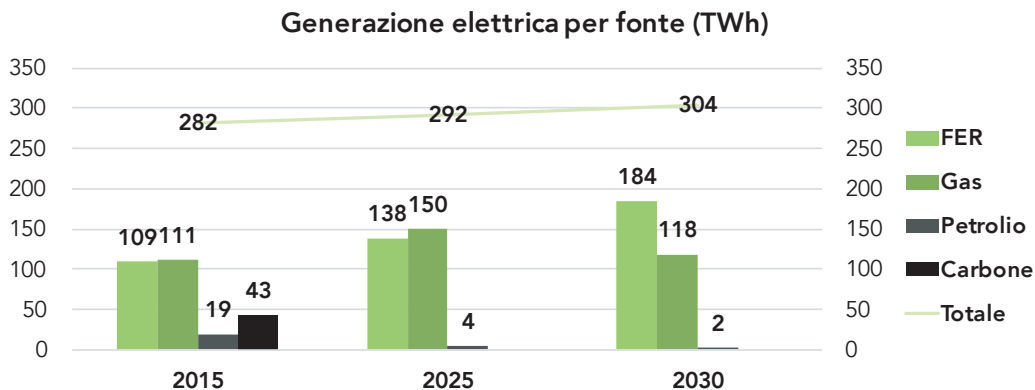
BOX 4: La nuova capacità di generazione da gas

- L'Italia per ragioni storiche (assenza di generazione dal nucleare) ha sempre avuto una **significativa componente della produzione di elettricità dal gas**. Negli ultimi anni, a causa del calo della domanda, **i numerosi impianti installati hanno funzionato ben al di sotto della loro capacità produttiva (circa 3.000 ore equivalenti di funzionamento contro le oltre 8.000 potenziali)** e vi è stata la dismissione di diversi impianti: nel 2012 la potenza installata per impianti a ciclo combinato superava i 26,5 GW, ad oggi si attesta sui 22 GW.
- Gli impianti a gas, sia CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) che soprattutto OCGT (Open Cycle Gas Turbine), sono ottimi per bilanciare la variabilità di generazione elettrica dalle fonti rinnovabili non programmabili, grazie alla loro capacità di entrare in funzionamento in tempi molto rapidi. Per questa ragione nella SEN si prevede un ruolo importante nel prossimo futuro per quanto riguarda questa fonte.
- Per raggiungere i livelli di produzione previsti si prevede in primo luogo di fare leva sugli **impianti esistenti dismessi** (che si stima si aggirano tra i 4-6 GW) **e sulla conversione di impianti CCGT**, in modo da avere nuova capacità disponibile in tempi e con costi di realizzazione relativamente contenuti.

- In secondo luogo di installare **3 - 3,4 GW** entro il 2025 e **1 GW** ulteriore entro il 2030 così suddivisi:
 - **1,5 GW** prevalentemente nel **Nord e Centro Nord**
 - **1,5 GW** aggiuntivi (di cui almeno 50% OCGT, vista la loro maggiore rapidità di risposta) per il *phase out* completo
 - **400 MW in Sardegna** (sostituibili con pari capacità di sistemi di accumulo)
 - **1 GW ulteriore dopo il 2025**, la cui dislocazione sarà promossa nel territorio in relazione all'evoluzione del sistema

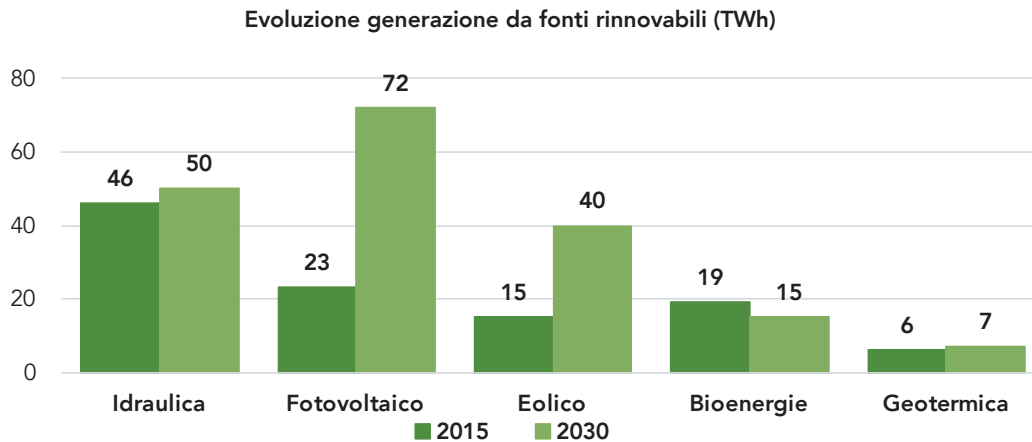
Il mix energetico atteso della produzione di energia elettrica nello scenario *SEN*

- Nello scenario *SEN* viene anche presentata una possibile **evoluzione del mix di generazione elettrica**, coerentemente con le ipotesi presentate in precedenza.
- Dal grafico emerge chiaramente come carbone e petrolio praticamente sono previsti scomparire già dal 2025 dal mix, sostituiti da un uso maggiore di gas e soprattutto FER. È interessante notare come, dopo un aumento iniziale, il **gas torni quasi ai livelli attuali, mentre le FER aumentino del 70% rispetto al 2015**.



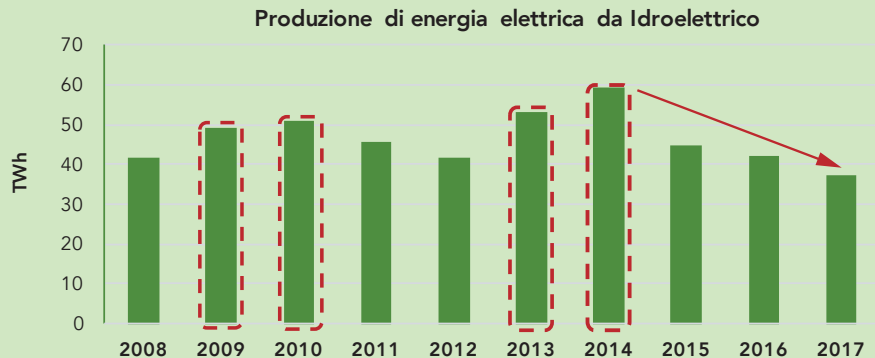
Il mix energetico atteso della produzione di energia elettrica nello scenario *SEN*

- Tra le diverse fonti rinnovabili vi è però una **grande differenza in termini di sviluppo atteso**: mentre **eolico e fotovoltaico sono previsti in grande aumento (x2,5 il primo, x3 il secondo rispetto ai dati odierni)**, **l'idroelettrico e il geotermico sono previsti pressoché costanti**, mentre **le biomasse addirittura** (ma pare ovvio considerando il trend di mercato già discusso nel primo capitolo del Rapporto) **in calo**.



BOX 5: Gli obiettivi di produzione da fonte idroelettrica

- Nella SEN si prevede di produrre circa 50 TWh da fonte idroelettrica al 2030. Considerando la produzione degli ultimi anni questo potrebbe sembrare un obiettivo tutto sommato semplice da raggiungere, visto che lo si è più volte superato questo valore in passato.



- Dopo il **picco del 2014** c'è stato però un **calo drastico** della **produzione**: nel **2015** è stata di **44,7 TWh**, nel **2016** di **42,3 TWh** e nel **2017** addirittura di **37,5 TWh**, **valore minimo degli ultimi 10 anni**. Questo calo è la **principale causa** della minore **produzione da rinnovabili** avuta negli ultimi anni dopo il picco proprio del 2014.

- **Il calo nella produzione** è dovuto sicuramente in parte a **cause naturali**, ovvero una riduzione delle precipitazioni: **il 2017 è stato il più secco degli ultimi 200 anni**, con una **riduzione del 30% delle precipitazioni rispetto alla media degli ultimi 30 anni**.
- Allo stesso tempo però **l'incertezza sul rinnovo delle concessioni*** si è tradotta in **una maggiore attenzione posta alle attività di manutenzione non procrastinabili, a discapito degli investimenti di medio/lungo periodo**, proprio per la difficoltà degli operatori di sostenerli in assenza della disponibilità dell'asset per il lungo termine.
- Vista la quasi stazionarietà delle installazioni attuali, e di conseguenza la difficoltà di incrementare la produzione con nuovi impianti, **il tema del rinnovo delle concessioni potrebbe assicurare una maggiore efficienza di generazione del parco esistente negli anni a venire**, tenendo comunque in considerazione che la variabilità atmosferica non può essere prevista.

(*) Dovuta a un ritardo a livello statale della normativa che regola il rinnovo delle stesse dopo la loro naturale scadenza

Le nuove installazioni da fotovoltaico ed eolico nello scenario SEN

- Il dato che emerge dalle slide precedenti molto chiaramente è il **significativo aumento di generazione elettrica attesa da eolico e fotovoltaico**.
- **Il fotovoltaico è previsto arrivi nel 2030 a 72 TWh** (partendo da 23* TWh, mentre l'eolico è previsto a 40 TWh (partendo da 15* TWh).
- **Ma cosa vogliono dire questi obiettivi di produzione se tradotti in potenza installata, in numero e dimensione degli impianti?** La SEN si limita infatti a parlare di generazione elettrica, senza dare ulteriori dettagli su come si pensa sia distribuita la capacità di generazione.
- **Nelle slide che seguono, sulla base delle elaborazioni di Energy & Strategy, si è stimata la potenza (e la distribuzione di taglia) necessaria per rispondere a questo incremento atteso di produzione.**

(*) D'ora in avanti, per rimanere coerenti con la SEN, i dati di partenza a cui faremo riferimento saranno relativi all'anno 2015

Le nuove installazioni da fotovoltaico ed eolico nello scenario SEN

- Partendo dalle ipotesi presentate nelle slide precedenti riguardanti la **nuova generazione aggiuntiva da fonti rinnovabili**, quindi in **TWh**, si è provato a «tradurre» questi numeri in termini di **potenza da installare, in GW**.
- L'ipotesi dietro l'implementazione di questo modello è che **l'installato di partenza continui a produrre allo stesso ritmo da qui al 2030**, e che quindi non ci siano cali nella generazione di elettricità dovuti **all'invecchiamento del parco esistente***.
- Tuttavia, come accennato ad inizio capitolo, **tutti i calcoli relativi alla potenza e alla produzione aggiuntiva al 2030 partono dalle installazioni e dalla produzione del 2015** presentate negli scenari delineati dalla SEN. Questo ci lascia quindi due anni di «margini», in quanto le installazioni sono cresciute nel frattempo e la generazione di pari passo. In particolare per il fotovoltaico il margine 2015-2017 è pari a 2 TWh e per l'eolico a 2,5 TWh**.

(*) Si ricorda che, al fine di tenere in considerazione l'effetto naturale di decadimento delle prestazioni degli impianti, si è deciso di prendere come punto di partenza il 2015 per i valori della produzione. I due anni successivi di installazioni non sono stati considerati ma utilizzati come «cuscinetto» per tenere in considerazione tale effetto.

(**) Per le considerazioni circa la possibile copertura di questo gap attraverso azioni di revamping/repowering dell'installato si rimanda al capitolo 5

La nuova potenza installata da fotovoltaico: le ipotesi di calcolo

- Come detto, nella SEN non sono presentate informazioni dirette riguardo **la taglia delle nuove installazioni fotovoltaiche**, e sono state quindi sviluppate delle proiezioni al **2030** partendo dai dati degli ultimi anni e dalle indicazioni riguardo **l'autoconsumo**.
- L'**autoconsumo** comprende generazione distribuita e cogenerazione ad alto rendimento (CAR) e attualmente è stimato in circa **30 TWh**. Nella **SEN** è previsto in aumento di **10 TWh al 2030**.
- Nonostante la presenza della cogenerazione, per semplicità nelle nostre analisi abbiamo ipotizzato che **la totalità dei 10 TWh** aggiuntivi **provenga dalla generazione distribuita**, e in particolare **impianti fotovoltaici di piccola taglia (<1 MW)**.

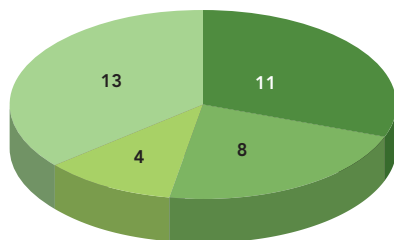
La nuova potenza installata da fotovoltaico: le ipotesi di calcolo

- Se per gli impianti di piccola taglia ipotizziamo un **autoconsumo medio del 40%**, «pesato» tra quello residenziale e quello commerciale/industriale, otteniamo **una generazione totale da nuove installazioni pari a 25 TWh**, cioè la metà di quanto previsto dalla **SEN** per le nuove installazioni **FV (fotovoltaico)**.
- Se per questi impianti ipotizziamo un irraggiamento medio di **1.100 ore annue**, considerando che un impianto a tetto non riesce a intercettare tutto l'irraggiamento possibile e della maggiore localizzazione nelle aree del **Nord Italia**, otteniamo, in termini di potenza, **23 GW** da impianti **<1 MW**.
- Se **25 TWh** provengono da impianti di piccola taglia e ricordando che nella **SEN** si prevede di installare **49 TWh**, **altri 24 TWh devono provenire da impianti «utility scale»**. Ipotizzando un irraggiamento medio maggiore, pari a **1.800 h** (dovuto all'utilizzo di **tracker mono-assiale** e a una maggiore presenza nelle aree del **Sud Italia**), le nuove installazioni di questo tipo devono essere pari a circa 13 GW.

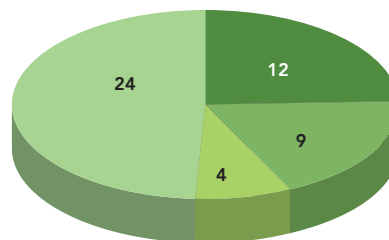
La nuova potenza installata da fotovoltaico: i numeri

- **Complessivamente la nuova potenza da installare da qui al 2030 per raggiungere gli obiettivi di produzione della SEN deve essere nell'intorno di 36 GW**, ossia quasi 2 volte quella già presente alla fine del 2017.
- Tradotto in obiettivi annuale si tratta di **2,8 GW all'anno** (circa **sette volte tanto le installazioni attuali**), di cui **1 GW da impianti utility scale (> 1 MW)** e **1,8 GW da impianti di piccola taglia (< 1 MW)**.
- Si noti come **la generazione da impianti «utility scale» dovrà essere preponderante** rispetto alle altre, **con gli impianti residenziali (sotto 20 kW) che comunque dovranno crescere a ritmi di circa 850 MW l'anno** (rispetto ai 200 MW del 2017).

Nuova potenza installata dal 2018 al 2030 (GW)



Produzione aggiuntiva da FV al 2030 (TWh)



■ P < 20 KW

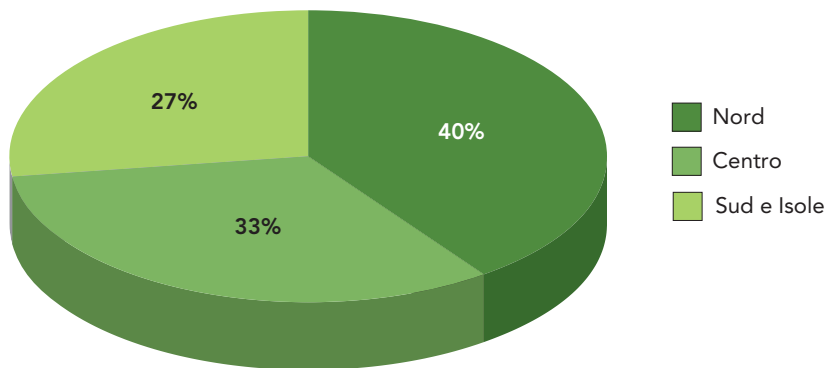
■ 200 KW < P < 1.000 KW

■ 20 KW < P < 200 KW

■ P > 1.000 KW

La nuova potenza installata da fotovoltaico: i numeri

- Se si prova a ripartire questa potenza **per zona geografica** si ottiene il dato presentato nel grafico. Le percentuali di ripartizione sono frutto di considerazioni differenti:
 - Per quanto riguarda il Nord, ci aspettiamo una grande diffusione di impianti di piccola taglia, soprattutto residenziali e commerciali. Ci si può anche aspettare una diffusione di impianti «utility scale» di taglia inferiore ai 5 MW se si dovessero sviluppare i *PPA*
 - Al contrario, nel Sud e nelle isole ci aspettiamo una maggiore diffusione di impianti di grande taglia, che possano sfruttare le maggiori ore di irraggiamento annuale
 - Al Centro possiamo attenderci un «mix» delle due situazioni

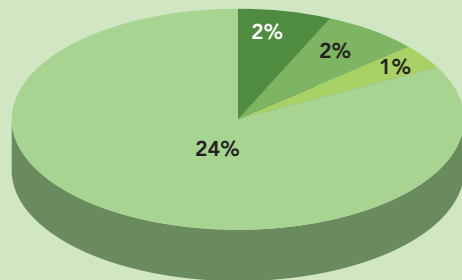


BOX 6: la nuova potenza installata per l'autoconsumo con la CAR

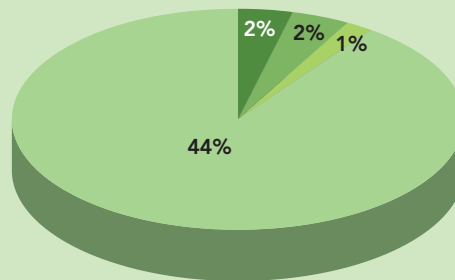
- Le ipotesi presentate relativamente all'autoconsumo considerano che **la totalità dei 10 TWh** debba provenire da **impianti fotovoltaici di piccola taglia**. Se invece si considera **un'evoluzione più coerente con la situazione «AS-IS»**, dove **25 TWh dei 30 TWh** odierni di autoconsumo sono ottenuti **grazie alla cogenerazione***, si ottiene che solamente poco meno di **2 TWh dei 10 TWh aggiuntivi previsti verranno da fotovoltaico, lasciando alla cogenerazione la quota restante**.
- Se, come fatto in precedenza, si considera un **autoconsumo medio del 40%**, si ottengono **5 TWh da impianti fotovoltaici di piccola taglia**, che corrispondono a circa **4,5 GW di nuova potenza** (utilizzando sempre 1.100 h annuali come valore medio di irraggiamento per questi impianti).

(*) Fonte dati: studio MISE - GSE 2017

Nuova potenza installata dal 2018 al 2030 (GW)



Produzione aggiuntiva da FV al 2030 (TWh)



P < 20 KW

200 KW < P < 1.000 KW

20 KW < P < 200 KW

P > 1.000 KW

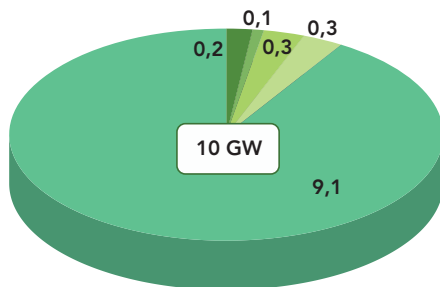
La nuova potenza installata da eolico: le ipotesi di calcolo

- Per quanto riguarda l'eolico invece, la situazione è differente: questo infatti, per caratteristiche intrinseche, è meno scalabile del FV e **trova la sua maggiore applicazione in impianti di grande taglia.**
- Inoltre, **l'eolico ha una caratterizzazione molto più «site specific»**; non è possibile effettuare una distribuzione regionale come fatto per il fotovoltaico. Si presuppone però che la grande maggioranza degli impianti verrà installata nelle **zone del Sud e del Centro**, che sono mediamente le più ventose d'Italia.
- Utilizzando una **ventosità media di 2500 h annue** e una produzione aggiuntiva prevista pari a **25 TWh**, il nuovo installato dovrebbe essere pari a circa **10 GW**; nella slide seguente presentiamo un'ipotesi di distribuzione per taglia del nuovo installato previsto.
- È interessante notare che un trend degli ultimi anni vede un **maggiore sviluppo del mini eolico (<200 kW)** a cui è ascrivibile una percentuale interessante, e in crescita, del totale dell'installato ma questo è dovuto all'accesso diretto agli incentivi per gli impianti **<60 kW**. Ad oggi però **l'incidenza di tali impianti sul totale installato rimane marginale** e non si prevedono notevoli sviluppi in tale direzione.

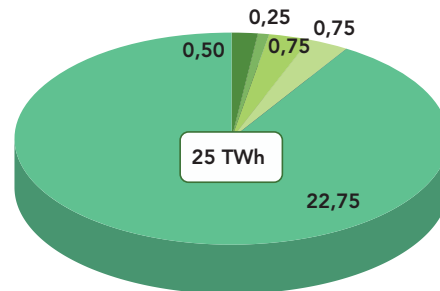
La nuova potenza installata da eolico: i numeri

- Complessivamente la nuova potenza da installare da qui al 2030 per raggiungere gli obiettivi di produzione della SEN deve essere nell'intorno di **10 GW**, ossia circa pari a quella presente alla fine del 2017. La generazione da impianti «utility scale» è ancor più importante che per il fotovoltaico con le ipotesi che si sono fatte, superando il **90%**.
- Per raggiungere questi obiettivi bisognerà installare circa **770 MW all'anno (più del doppio di ora)**, quasi totalmente riferiti a impianti di grande taglia.

Nuova potenza installata dal 2018 al 2030 (GW)

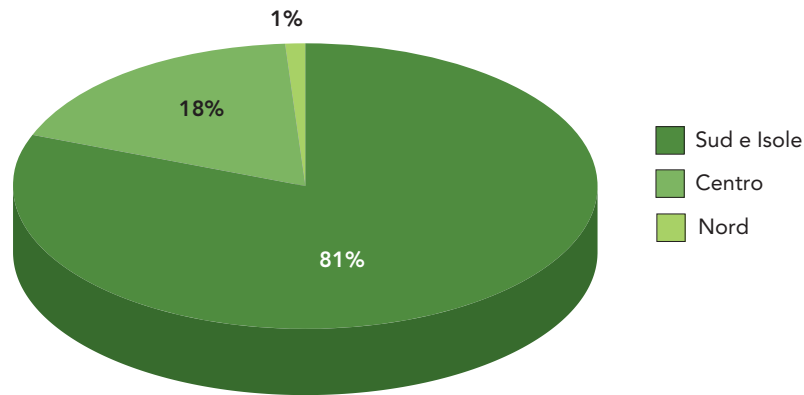


Nuova produzione da eolico al 2030 (TWh)



La nuova potenza installata da eolico: i numeri

- Se si prova a ripartire questa potenza **per zona geografica** si ottiene il dato seguente. È evidente la grande differenza rispetto al fotovoltaico, che gode di un maggiore equilibrio in merito alle installazioni nelle varie zone: l'eolico trova la quasi totalità delle sue installazioni nelle zone meridionali e delle isole. Una percentuale molto inferiore, ma comunque importante, è attribuibile alle zone del Centro.
- Questa distribuzione molto sbilanciata implica la necessità **di tenere in considerazione le possibili congestioni della rete elettrica e in secondo luogo il consumo di suolo**, che sarà analizzato nelle slide seguenti.



BOX 7: Il consumo di suolo per le nuove installazioni da fotovoltaico ed eolico

- Un fattore che non può essere trascurato è il **consumo di suolo utile**, soprattutto alla luce dell'ingente potenza da installare da qui al 2030.
- Se, infatti, gli impianti volti all'autoconsumo sono localizzati su edifici, e non costituiscono quindi un ingombro, questo non è vero per **gli impianti «utility scale», che devono necessariamente essere localizzati a terra.**
- Tuttavia fotovoltaico ed eolico sono diversi per caratteristiche e necessitano di configurazioni differenti:
 - **Il fotovoltaico ha una densità di circa 30 - 40 MW/km²** e l'attuale normativa non consente un accesso di quello installato su aree agricole alle tariffe
 - **l'eolico** ha una densità energetica maggiore guardando alla singola turbina, ma necessita di grande spazio tra di esse, che porta questo valore intorno ai **7 - 8 MW/km²**; tuttavia questo consente l'utilizzo anche agricolo del territorio tra gli aerogeneratori, **comportando un effettivo "consumo di suolo" nettamente inferiore al fotovoltaico**

3. La Strategia Energetica Nazionale 2017: il quadro degli obiettivi per le fonti rinnovabili

- Per quanto riguarda il **fotovoltaico** nella SEN si fa riferimento allo sfruttamento in primo luogo delle **aree industriali dismesse**. Queste, secondo un'indagine ISTAT del **2011**, hanno una superficie pari a **9.000 km²**. Considerando un consumo di suolo indicato in precedenza, pari a **30 – 40 MW/km²** e il totale delle installazioni «utility scale» previste, pari a **13 GW**, **l'area totale necessaria è di circa 330 – 440 km², ovvero il 4 – 5% di questa superficie.**
- Per quanto riguarda **l'eolico** invece **l'area necessaria**, considerando le ipotesi fatte in precedenza e i **10 GW** da installare, **è pari a circa 1.250 – 1.400 km²**. Come detto, l'eolico non è incompatibile con i terreni agricoli, quindi quest'area può essere confrontata con questa tipologia di terreni. Utilizzando i valori ISTAT dell'ultimo censimento del **2010** possiamo notare come **la superficie agricola non utilizzata (SANU) sia pari a circa 6.000 km²**, e quindi l'area occupata da impianti eolici sarebbe il **21 - 24%** di tale superficie, mentre rispetto a quella **agricola totale (SAT) è pari allo 0,7% circa**. Ovviamente diverso è il discorso per quanto riguarda **il repowering, che non richiederebbe ulteriore consumo di suolo.**

- I numeri del fotovoltaico sembrano lasciare **un margine di manovra accettabile** per queste installazioni, mentre **più complessa appare la situazione per l'eolico**, pur considerando il fatto che si stanno considerando qui volutamente solo aree improduttive anche se potenzialmente accessibili e ragionevolmente infrastrutturate.
- Bisogna inoltre considerare altri due fattori: il primo è **la distribuzione geografica degli impianti**. Per entrambe le fonti **le zone del sud sono maggiormente attrattive**: sono infatti le uniche zone dove la ventosità è tale (maggiore di 2.000 h ore) da garantire una produzione accettabile e al contempo è maggiore la radiazione solare annua.
- Se ci si limita a queste zone, i dati per l'eolico sono ancora più critici, arrivando potenzialmente a pesare per il 40% delle SANU delle aree centro-meridionali.

Le nuove installazioni da fotovoltaico ed eolico nello scenario SEN: una visione d'insieme

- L'analisi condotta per tradurre in installazioni gli obiettivi che ci si è dati con la SEN offre una immagine decisamente sfidante:
 - Per quanto riguarda il **fotovoltaico** sarebbero necessarie **nuove installazioni pari a circa 36 GW**. Allo stato attuale **in Italia sono installati poco meno di 20 GW**: si tratta quindi di **triplicare quasi la potenza installata** (raggiungendo quota 56 GW). Se vediamo il dato in termini di installazioni annuali **bisognerebbe aggiungere circa 2,8 GW all'anno**, partendo dai **400 MW del 2017**: **si tratta di aumentare di circa 7 volte l'installato annuale** attuale
 - Per quanto riguarda l'eolico invece, la potenza da installare **dovrebbe essere più che raddoppiata**, aggiungendo circa **10 GW** all'installato attuale. Anche **le installazioni annuali dovrebbero raddoppiare** per arrivare a poco meno di **770 MW/anno** rispetto agli attuali **360 MW**
- **In termini di investimenti** – considerando la distribuzione per taglie che si è discussa nelle slide precedenti e ipotizzando una ulteriore, ma limitata, riduzione dei costi di installazione – **il controvalore atteso si attesta nell'ordine dei 60 miliardi di €**, circa **4,5 miliardi di € l'anno**, contro gli 1,6 miliardi di € investiti nel 2017.

Le nuove installazioni da fotovoltaico ed eolico nello scenario SEN: una visione d'insieme

- **In assenza di stimoli al mercato, appare quindi assai difficile arrivare a questi livelli di crescita**, che peraltro sono indispensabili se si vuole centrare l'obiettivo della SEN (obiettivo che è bene ricordarlo però è solo indicativo e non vincolante per il nostro Paese)
- **In parte l'atteso «Decreto Rinnovabili» (al quale è dedicato il successivo box) può rappresentare una prima risposta**, forse però non sufficiente e sicuramente non esaustiva per il periodo considerato.
- **Nel prossimo capitolo, partendo da queste premesse, si valuterà la fattibilità «economica» degli investimenti**, mettendo in luce il **gap ancora esistente tra obiettivi e realtà**.

BOX 8: Nuova bozza del decreto sulle rinnovabili

- La bozza del decreto che dovrebbe coprire il triennio **2018-2020** prevede principalmente le seguenti novità:
 - **Aste competitive per impianti superiori al MW di potenza, congiunte per eolico e fotovoltaico;** ovvero si «sfideranno» tra di loro nel medesimo contingente di potenza
 - Ritorno di un **supporto allo sviluppo del fotovoltaico tramite tariffa**, aggiudicata con asta competitiva
 - **Accesso ai registri basato su aste al ribasso**, come per le aste
 - **Contrattualizzazione «a due vie»**
 - **Nuovi criteri di priorità per le graduatorie** di aste e registri come ad esempio lo sfruttamento di discariche esaurite, cave e miniere esaurite e aree contaminate
 - **Eliminazione dell'accesso diretto e riduzione delle tariffe per gli impianti di piccola taglia**
- Nella slide seguente vengono presentati i valori di partenza per aste e registri per tecnologia e per taglia e le differenze con il precedente decreto.

Fonte Rinnovabile	Tipologia	Potenza [kW]	Vita utile impianti [anni]	Tariffa [€/MWh] Bozza 2018	Δ tariffa [€/MWh] rispetto a DM 23/06/2016
Eolica	On-shore	1<P≤100	20	140	- 13%/44%
		100<P≤1000	20	90	- 36%/44%
		P>1000	20	70	- 36%/46%
Idraulica	Ad acqua fluente (compresi acquedotto)	1<P≤400	20	140	- 28%/33%
		400<P≤1000	25	110	- 27%/44%
		P>1000	30	80	- 11%/47%
	A bacino o a serbatoio	1<P≤1000	25	90	- 11%
P>1000		30	70	- 22%/36%	
Geotermia	Impianti con caratteristiche diverse da art.1, comma 3-bis, dls 22/2010	1<P≤100	20	120	- 10%
		100<P≤1000	25	120	- 10%
		P>1000	25	80	- 5%/18%
Gas di Discarica		1<P≤100	20	90	- 9%
		100<P≤1000	20	90	- 9%
		P>1000	20	80	- 15%
Eolica		1<P≤100	20	110	- 1%
		100<P≤1000	20	100	- 10%
		P>1000	-	80	- 10%
Eolica		20<P≤100	20	110	-
		100<P≤1000	20	80	-
		P>1000	-	70	-

3. La Strategia Energetica Nazionale 2017: il quadro degli obiettivi per le fonti rinnovabili

- Sia per le **aste** che per i **registri** sono stati definiti **tre gruppi**:
 - Gruppo **A**:
 - **Fotovoltaico**
 - **Eolico**
 - Gruppo **B**:
 - **Idroelettrico**
 - **Geotermoelettrico**
 - **Impianti a gas residuati dei processi di depurazione**
 - **Impianti alimentati da gas di discarica**
 - Gruppo **C**:
 - impianti eolici, idroelettrici o geotermoelettrici oggetto di **rifacimento parziale o totale**
- Nella slide seguente verranno presentati i contingenti messi a disposizione per ogni asta e registro.

Registro # bando	Gruppo A [MW]	Gruppo B [MW]	Gruppo C [MW]
1	35	20	10
2	35	20	10
3	90	20	10
4	90	20	10
5	110	20	10
6	110	20	10
7	110	20	10
Tot	580	140	70

Asta # bando	Gruppo A [MW]	Gruppo B [MW]	Gruppo C [MW]
1	500	35	70
2	500	35	70
3	700	35	70
4	700	35	70
5	700	35	70
6	800	35	70
7	800	35	70
Tot	4.700	245	490

3. La Strategia Energetica Nazionale 2017: il quadro degli obiettivi per le fonti rinnovabili

- Come si può vedere i contingenti messi a disposizione per le aste sono molto più consistenti che per i registri; in particolare, di quasi **5,5 GW** messi a disposizione per le aste, **4,7 GW sono per fotovoltaico ed eolico**.
- Considerando il triennio **2018 – 2020**, se il contingente messo a disposizione per ogni bando venisse esaurito, si tratterebbe di nuove installazioni pari a circa **1,6 GW all'anno**, valori sicuramente molto interessanti rispetto al mercato attuale.
- Bisogna anche considerare che questi sarebbero solamente relativi a impianti di grande taglia, a cui quindi **bisognerebbe aggiungere gli impianti di piccola e media taglia**, che attualmente coprono una buona fetta del mercato esistente, soprattutto per il fotovoltaico.
- Se questa bozza dovesse diventare definitiva – e mancano ancora al momento della stesura del Rapporto l'approvazione di ARERA, della Conferenza Unificata delle Regioni e della Commissione Europea – si potrebbe pensare a una **ripresa del mercato delle rinnovabili in Italia**. Se e come questa ripresa sarà sufficiente a garantire gli obiettivi della SEN, sarà l'oggetto del prossimo capitolo del Rapporto.



POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS



4

La Strategia Energetica Nazionale 2017: l'analisi della fattibilità economica ed una proposta concreta di implementazione

Partner



CVA



renewables



enel x



MEDIOCREDITO ITALIANO

Con il patrocinio di



Obiettivi della sezione

- Il seguente capitolo si pone come obiettivo di **verificare la fattibilità «economica» della SEN**, ovvero di comprendere se sussistono i **razionali economici**, alle condizioni **di mercato, perché vengano effettivamente installati** (in potenza e per caratteristiche di taglia) gli impianti che – come visto nel Capitolo precedente – ci permetteranno di raggiungere gli obiettivi, **oppure se vi sia la necessità di particolari sistemi di supporto** che li accompagnino almeno per i primi anni di funzionamento.
- Sono state valutate le tipologie di **strumenti, citati nella SEN**, che possono essere utilizzati al fine di **rendere profittevoli gli investimenti in nuovi impianti** da fonti rinnovabili:
 - **Contract for difference (semplici e «a due vie»)**, ovvero contratti a lungo termine senza scambio fisico di «elettroni» che garantiscono un prezzo fisso per tutta la durata del contratto
 - **i contratti a lungo termine (PPA, power purchase agreement)**: questi garantirebbero un prezzo fisso al venditore per un numero definito di anni

Obiettivi della sezione

- **La sezione si conclude con una proposta – discussa con i partner del Rapporto – di strumento «ibrido» di supporto** (che abbiamo battezzato ***Contract for Difference «con banda di oscillazione»***) che potrebbe contribuire a risolvere alcune delle problematiche dei sistemi oggi previsti e «traghetare» il sistema verso il pieno sviluppo di PPA di mercato.
- L'obiettivo – come sempre – è quello di fornire alla comunità delle rinnovabili e al legislatore, delle riflessioni per poter guidare al meglio questo difficile momento di transizione verso una nuova, ed auspicabilmente più stabile, configurazione di mercato.

Indice sezione

L'analisi della sostenibilità economica degli investimenti in rinnovabili nello scenario SEN

L'analisi della sostenibilità economica degli investimenti in rinnovabili nello scenario SEN: i costi per lo Stato dei meccanismi di supporto

La proposta di un *contract for difference* con banda di oscillazione

La metodologia

- Le tecnologie su cui ci si è concentrati maggiormente sono **eolico e fotovoltaico** in quanto sono quelle per cui, come visto, si prevede un maggiore sviluppo.
- Per ogni impianto sono stati analizzati **IRR e PBT degli investimenti, considerando le taglie** («piccoli», «medi» e «grandi» impianti per il fotovoltaico e solo «grandi» per l'eolico) **che come visto dovrebbero essere rappresentative del mercato.**
- Si è condotta una **analisi di sensitività al prezzo dell'energia**, considerando anche in questo caso le previsioni contenute nella SEN, e si sono analizzate – per casi specifici – configurazioni alternative degli impianti.
- Nelle prossime slide sono riportate le ipotesi di dettaglio relative alle analisi economiche condotte in questo Capitolo del Rapporto

La metodologia

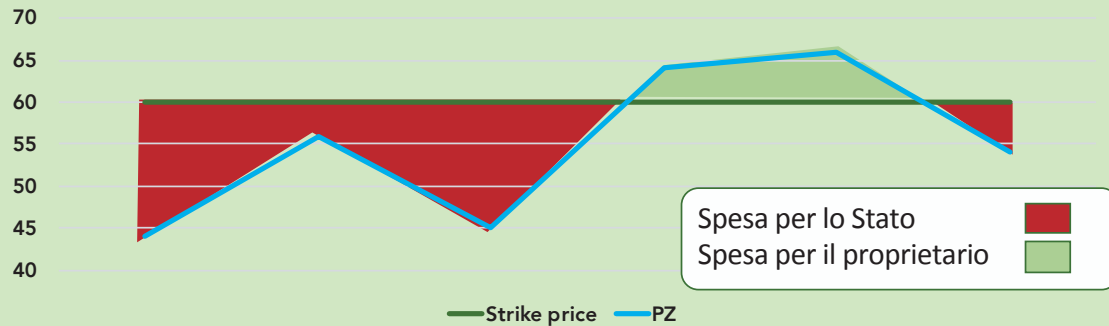
- Per quanto riguarda la vendita dell'energia prodotta, e quindi soprattutto per gli impianti di grande taglia, il calcolo è stato fatto **presupponendo un contratto a un prezzo fisso per la vita utile dell'impianto.**
- Questa ipotesi è di fatto **matematicamente la medesima**, in termini di redditività per l'impianto, di quella **prevista dal contratto delle nuove aste, per come sono state annunciate nella nuova bozza del decreto sulle rinnovabili.** Queste infatti presuppongono un **Contract for Difference «a due vie»**, quindi con restituzione del capitale da parte del proprietario dell'impianto nel caso che il prezzo dell'energia salga oltre una determinata soglia.
- Si ricorda infine che **nella SEN il PUN previsto al 2030 è di 72 €/MWh.**

BOX1: Il *Contract for difference* a due vie

- Un **CFD a due vie** è uno strumento finanziario applicato al «**mondo energetico**» per ridurre il «**rischio prezzo**» nei contratti a lungo termine: tra le controparti che stipulano l'accordo viene definito un prezzo fisso (*strike price*) per tutta la durata del contratto. Se il **prezzo dell'energia scende** sotto questa soglia, **l'acquirente è tenuto a pagare la differenza**; se invece il **prezzo dell'energia è superiore** allo *strike price* è il **produttore** a garantire alla controparte **la differenza di prezzo**.
- **Nella SEN** si preannunciava l'utilizzo di questo meccanismo come tipologia di contratto da applicare per le nuove aste riguardanti le rinnovabili, a sostituzione del **CFD semplice utilizzato in precedenza**. Nella **bozza del decreto sulle rinnovabili** è stato ribadito che la nuova tariffazione seguirà questo modello.
- Il **CFD a due vie** è preferibile da parte del legislatore al **CFD semplice**, in quanto **ripartisce il «rischio prezzo» tra esso e il produttore di energia**. Tra i primi Stati ad implementare questa tipologia di contratto vi è il **Regno Unito, che l'ha introdotto con l'Electricity Market Reform del 2013**.

- In un **CFD a due vie** il proprietario dell'impianto riceve un **prezzo fisso, strike price**, per tutta la durata del contratto:
 - **PZ < strike price**: la controparte, ipotizziamo lo Stato, paga la differenza
 - **PZ > strike price**: il proprietario dell'impianto restituisce la differenza

Contract for difference a due vie



La metodologia: le ipotesi per il fotovoltaico

Ipotesi Fotovoltaico	Residenziale	Commerciale	Industriale	Utility scale
Potenza (kW)	4,5	20	200	1.000 – 30.000
CAPEX (€/kW)	1.800 – 2.000	1.500 – 1.700	1.300 – 1.500	700 – 1.000
Irraggiamento (h/annue)	1.000 – 1.200	1.000 – 1.200	1.000 – 1.200	1.600 – 2.000***
O&M (€/kW)	/	25	25	20
Assicurazione (%)	/	1,5%	0,75%	0,5%
Autoconsumo (%)	35%	60%	60%	/
Profilo di consumo (kWh/anno)	4.000	50.000	500.000	/
Costi di connessione (€)	250	500	5.000	/ – 1.500.000*
Detrazioni fiscali (su 10 anni)	50%	50%	/	/
Degr. Prestazioni (%/anno)	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Scambio sul posto	Si	Si	Si	/
Leva finanziaria	/	/	50%	70%
k_e (costo del capitale proprio)**	1%	7%	7%	7%
k_d (costo del capitale di debito)**	/	/	3,5%	3,5%

(*) I costi di connessione per gli impianti da 1 MW sono stati inclusi nel CAPEX, mentre per gli impianti da 30 MW sono stati considerati i costi di allacciamento alla rete in alta tensione, pari a 1,5 M€.

(**) Per gli investimenti unlevered è stato utilizzato solamente il k_e mentre per quelli levered è stato considerato anche il k_d

(***) Valori di irraggiamento ottenuti tramite tracker mono-assiale

La metodologia: le ipotesi per l'eolico

- Per quanto riguarda l'eolico si sono considerati, come anticipato, **solamente impianti utility scale**.

Ipotesi Eolico	Utility scale	
Potenza (kW)	10	30
CAPEX (€/kW)	1.200 – 1.400	1.100 – 1.300
Ventosità (h/annue)	2.200 – 2.600	
O&M (€/kW)	25	20
Altri OPEX* (€/kW)	25	25
Leva finanziaria	50%	
k_e (costo del capitale proprio)	7%	
k_d (costo del capitale di debito)	3,5%	

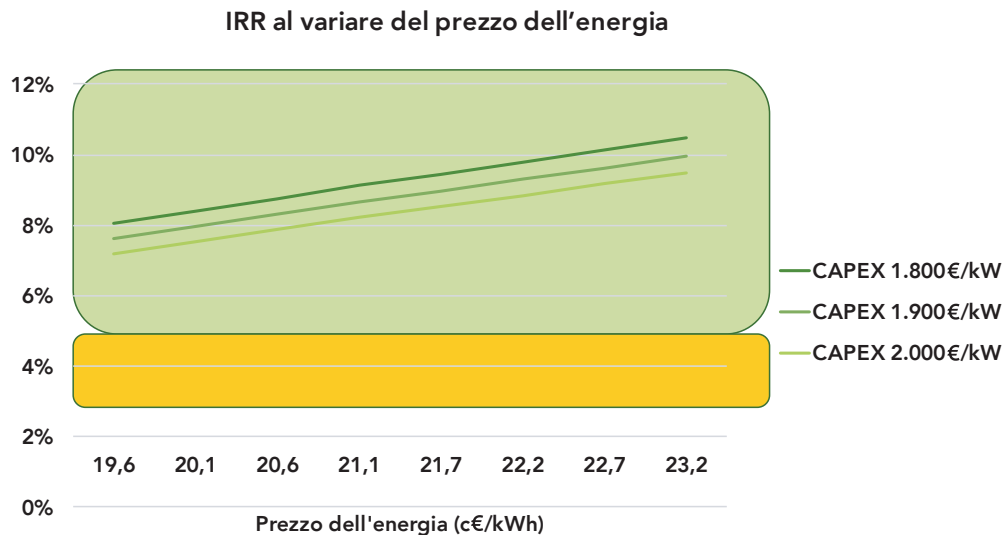
(*) Negli altri OPEX sono incluse l'assicurazione, eventuali royalties per le amministrazioni locali e costi per l'utilizzo del suolo

I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di piccola taglia

- Nelle slide seguenti verranno esposti i risultati riguardanti gli impianti FV di piccola taglia.
- Le **zone considerate sono Nord, Centro e Sud** (con i rispettivi irraggiamenti), e **l'autoconsumo** è stato posto pari a **35%** per il comparto residenziale e **60%** per quello industriale e commerciale.
- **E' stata fissata la soglia di convenienza economica**, in realtà attraverso la definizione di due «zone». La **«zona accettabile»** dell'investimento è stata evidenziata in arancione, a significare un rendimento comunque in linea con i possibili investimenti alternativi a basso rischio e che – se accompagnato da altre motivazioni (quali ad esempio la volontà di migliorare la sostenibilità ambientale) – può quindi portare alla realizzazione dell'investimento. La **«zona conveniente», ossia dove non si dovrebbero avere dubbi circa l'opportunità economica ad investire**, in verde. Gli investimenti sono stati valutati come segue:
 - Residenziale: **3% < IRR < 5%** accettabile; **IRR > 5%** redditizio
 - Commerciale e industriale: **7% < IRR < 9%** accettabile; **IRR > 9%** redditizio

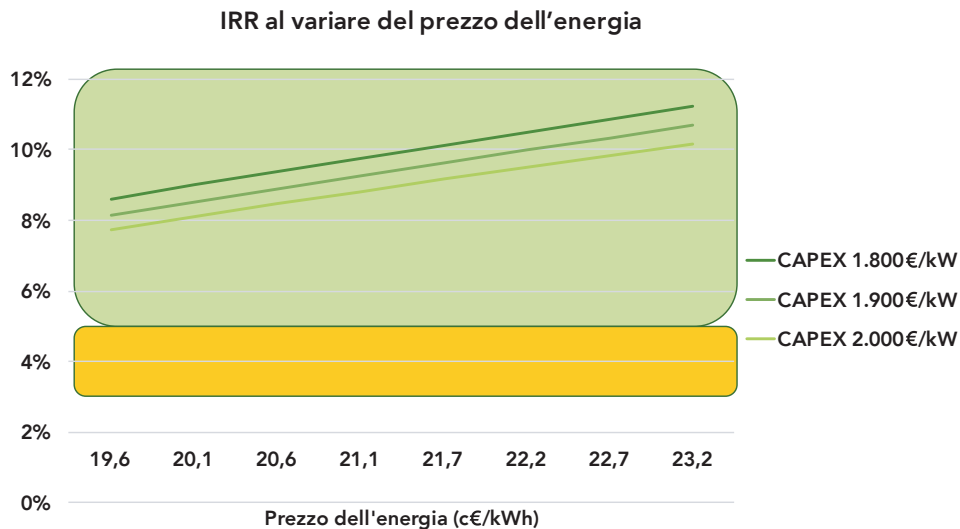
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di piccola taglia al NORD

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto residenziale nella zona Nord** al variare del prezzo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh).



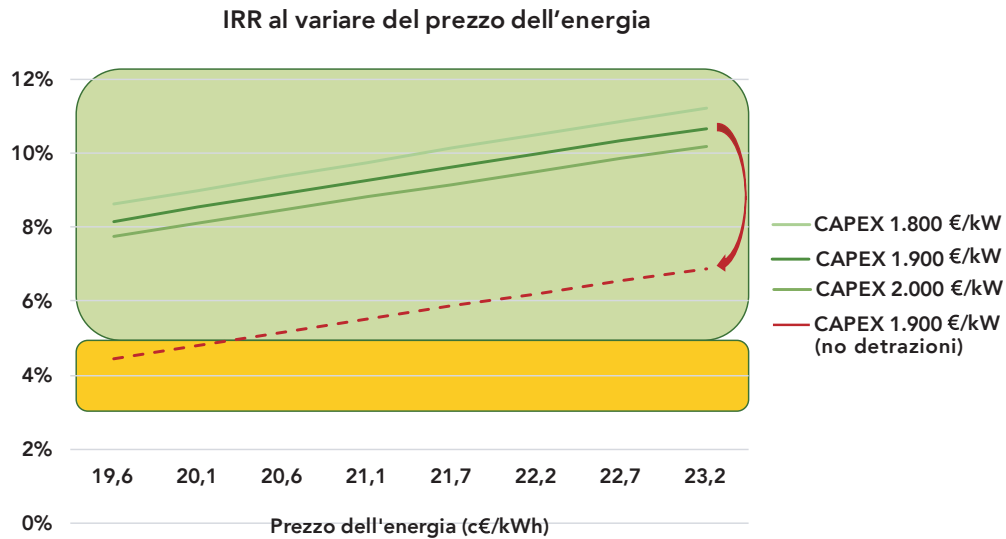
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di piccola taglia al CENTRO

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto residenziale nella zona Centro** al variare del prezzo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh).



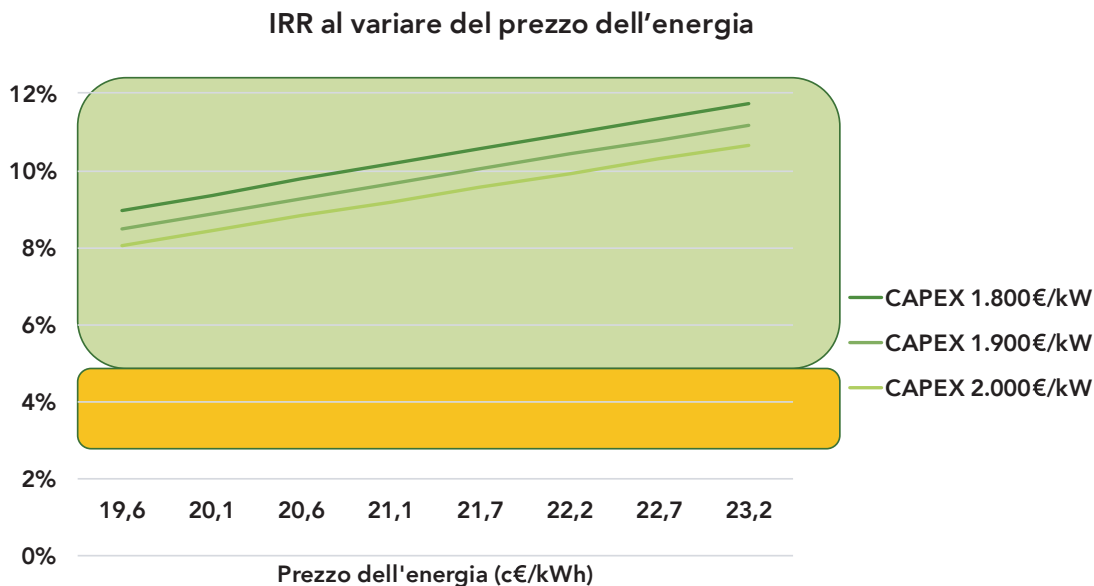
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di piccola taglia al CENTRO

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto residenziale nella zona Centro** con e **senza detrazioni fiscali** al variare del prezzo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh).



I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di piccola taglia al SUD

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto residenziale nella zona Sud** al variare del prezzo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh).



BOX 2: Il Fotovoltaico residenziale con sistemi di storage

- Una possibilità per incrementare l'autoconsumo è quella di collegare l'impianto fotovoltaico a un **sistema di accumulo**. Si è provato a simulare un sistema integrato impianto + batteria agli ioni di Litio.

	Impianto (4,5 kW)	Sistema di accumulo (4 kWh)
Dimensionamento (kW – kWh)	4,5	4
CAPEX (€/kW - €/kWh)	1.900	1.500*
Consumo (kWh/anno)	4.000	
Autoconsumo	80%	
Vita utile (anni)	30	12 (5.000 cicli)
Detrazioni fiscali	50%**	

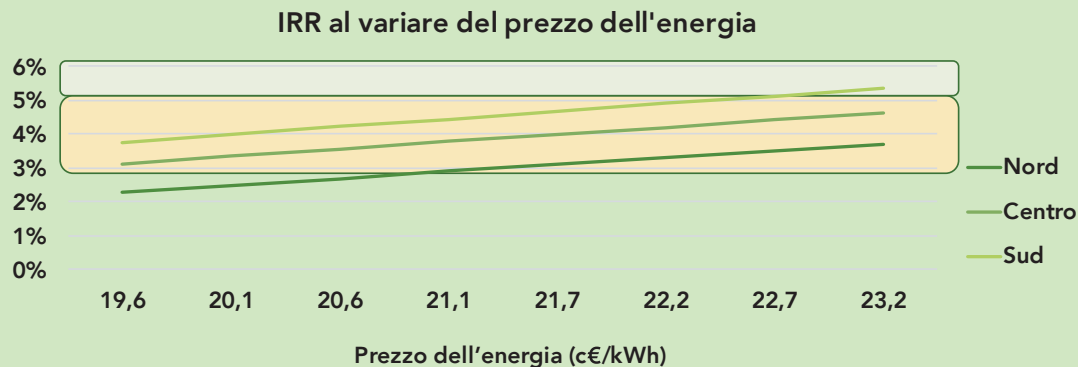
- Questa configurazione permette praticamente di **azzerare il prelievo di energia dalla rete**, utilizzando la sola produzione dell'impianto fotovoltaico e dello storage.

(*)Si è ipotizzato che sia necessario acquistare 2 batterie per coprire la vita utile dell'impianto FV; il costo della seconda batteria viene ipotizzato essere il 50% del valore attuale.

(**)Le detrazioni fiscali non sono state mantenute per la seconda batteria da acquistare.

BOX 3: Fotovoltaico residenziale con storage

- Si può vedere dal grafico come la **configurazione con storage sia ancora «dominata» dalla soluzione senza storage, in quanto i costi per l'investimento aggiuntivo sono ancora elevati**. Bisogna inoltre considerare che i risultati sono stati ottenuti con l'ausilio di detrazioni fiscali al 50% sia sull'impianto fotovoltaico che sul sistema di accumulo.
- **Il PBT non scende sotto i 15 anni** anche nel caso migliore. **Tuttavia, il rendimento è comunque interessante (entro la soglia di accettabilità) ed è quindi quella dei sistemi di storage una opportunità da valutare con attenzione.**



I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di piccola taglia

- **L'investimento in un impianto fotovoltaico di piccola taglia garantisce un rendimento compreso tra il 7% e il 12%** (quest'ultimo solamente nel caso si riesca a spuntare un ottimo prezzo sull'acquisto dell'impianto e con alti livelli di irraggiamento). **I tempi di ritorno sono compresi tra gli 8 e i 10 anni**, al limite dell'accettabilità per un operatore residenziale.
- **I risultati relativi a un impianto di questo tipo non cambiano significativamente al variare del prezzo dell'energia** e al maggiore irraggiamento, che porta a **differenze di circa l'1% tra zona e zona**.
- **Molto più rilevante invece il possibile impatto dell'assenza delle detrazioni fiscali** (valutato con **CAPEX = 1.900 €/kW** nella zona del centro, quindi con irraggiamento pari a **1.000 h annue**). Si può vedere un **peggioramento di circa il 4% in termini di IRR**, ma soprattutto un **tempo di pay back che si porta tra i 15 e i 18 anni**, rendendo **l'investimento non appetibile**.

I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di piccola taglia

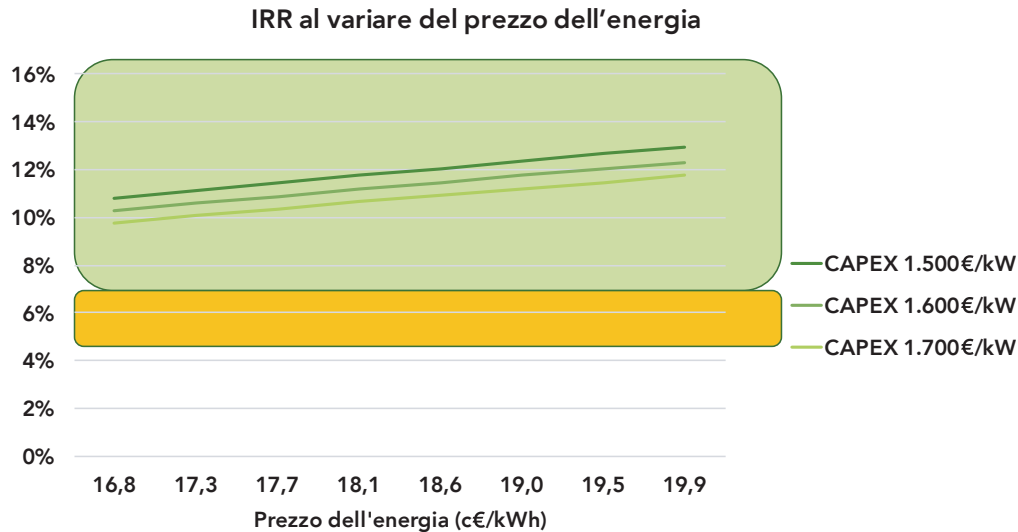
- **Nell'ipotesi – «forte» o perlomeno da verificare rispetto alle volontà del nuovo Governo – di mantenere attivo il sistema di detrazioni fiscali**, come emerso dall'analisi precedente, **il fotovoltaico residenziale rimane una buona possibilità di investimento allo stato attuale.**
- Non sembrano esserci particolari **criticità per quanto riguarda la localizzazione geografica**: le lievi differenze tra le varie zone non sembrano costituire una barriera per l'installazione di un impianto residenziale. Per questo motivo **possiamo aspettarci una loro diffusione anche (e soprattutto) nelle zone del Nord.**
- **Bisogna però considerare la vasta penetrazione di questo tipo di installazioni per arrivare alla produzione prevista al 2030**: ipotizzando una quota parte di **7 GW** (sugli 11 GW di taglia minore di 20 kW) ascrivibile a impianti da **4,5 kW**, significa installarne **1,5 milioni**. Alla fine del 2017 gli impianti residenziali sono circa **600.000**, quindi andrebbero quasi triplicati, e bisognerebbe arrivare ad una **copertura pari al 12% degli edifici residenziali in Italia.**

I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di taglia media

- Una seconda tipologia di impianto analizzata riguarda le **applicazioni commerciali da 20 kW e quelle industriali di taglia media, da 200 kW**, quest'ultima comprensiva di due analisi diverse, una *levered* e una *unlevered*.
- **Questi impianti sono realizzati principalmente per l'autoconsumo**: un'attività produttiva infatti è operativa nelle ore di funzionamento di un impianto fotovoltaico e pertanto può usufruire di un autoconsumo maggiore che un impianto residenziale. Nella nostra analisi l'abbiamo posto pari al **60%**.
- **Per queste installazioni c'è comunque la possibilità di usufruire dello «scambio sul posto»** (fino a 200kW) che può fornire un introito aggiuntivo sulla quota di energia non autoconsumata.
- Come per gli impianti **residenziali si è valutata la convenienza economica di questa configurazione al variare dei valori di CAPEX e irraggiamento**.

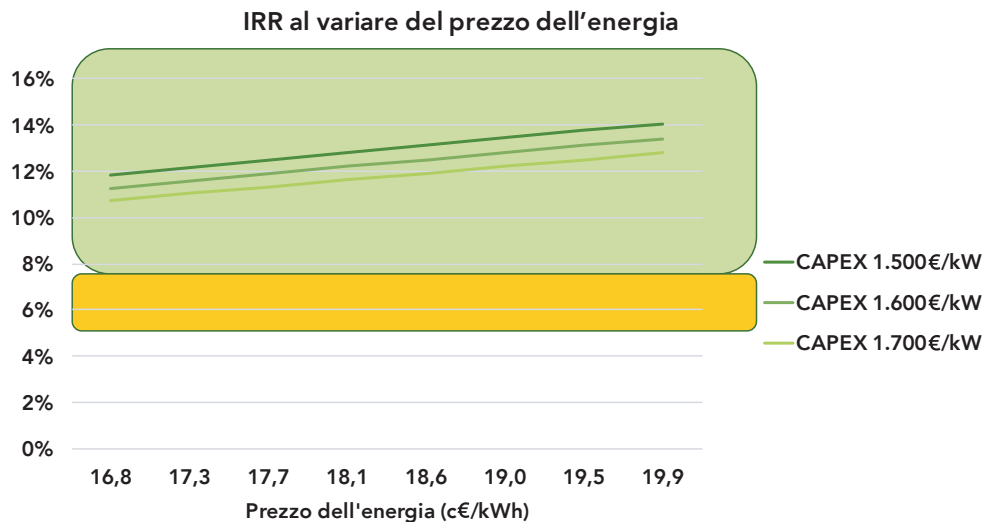
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico commerciale al NORD

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto commerciale** nella zona **Nord** al variare del prezzo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh).



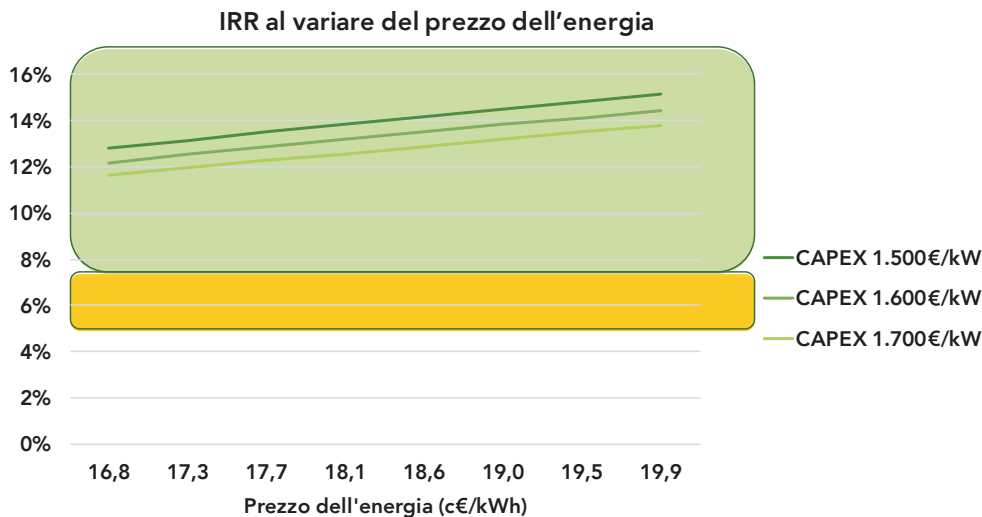
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico commerciale al CENTRO

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto commerciale** nella zona **Centro** al variare del prezzo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh).



I risultati dell'analisi: il fotovoltaico commerciale al SUD

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un impianto commerciale nella zona Sud al variare del prezzo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh).



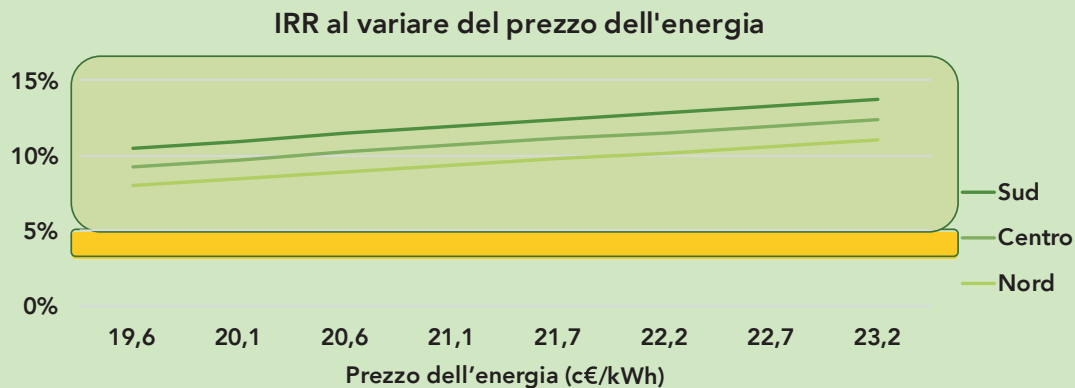
BOX 4: L'impianto fotovoltaico «condominiale» da 20 kW

- La taglia da **20 kW** potrebbe trovare applicazione anche in ambiti diversi da quello commerciale, come degli uffici della PA o un **condominio**.
- Di seguito si è valutata la convenienza economica per questa tipologia di applicazione che rimane però un «**esercizio teorico**» in quanto non fattibili a causa di un blocco normativo riguardante la configurazione **pluri-utenza**.

Ipotesi	Min	Media	Max
CAPEX (€/kW)		1.600	
Irraggiamento (h)	1.000 (Nord)	1.100 (Centro)	1.200 (Sud)
Autoconsumo		50%	
Profilo di consumo (kWh/anno)		160.000	
r		1%	
O&M (€/anno)		1.000	
Assicurazione (%/anno)		1,5%	
Detrazioni fiscali		50%	
Scambio sul posto		Sì	

4. La Strategia Energetica Nazionale 2017: l'analisi della fattibilità economica

- Questa taglia di impianto è profittevole sotto queste ipotesi: **l'IRR è molto positivo e compreso tra l'8% e il 14%, mentre il tempo di ritorno si attesta tra i 7 e i 10 anni.**
- C'è però da considerare la difficoltà di installazione di questa tipologia di impianto: bisognerebbe far evolvere la normativa che regola il suddetto caso per permettere una sua diffusione.

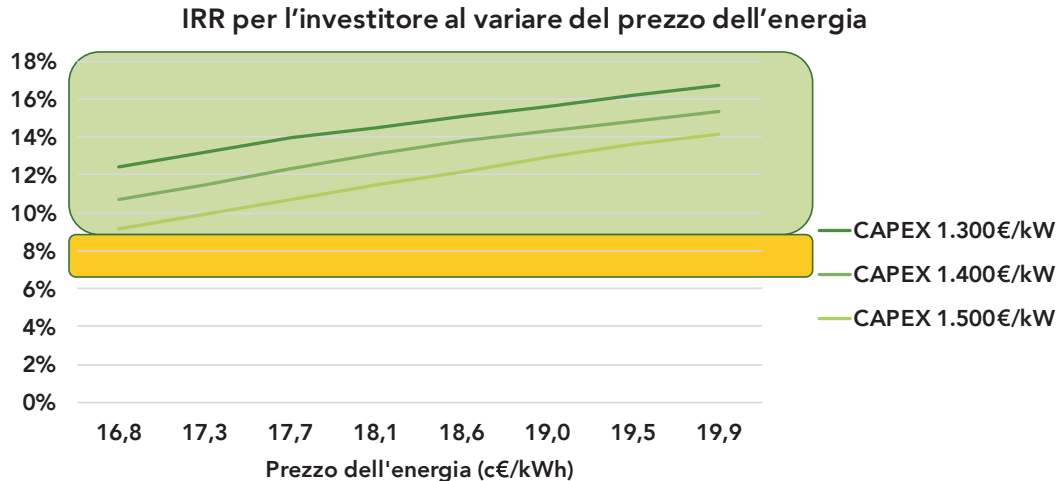


I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di taglia media (commerciale)

- **Un impianto di questo tipo raggiunge valori di rendimento superiori al 10%**, e senza grandi variazioni tra zona e zona, sia nella versione «commerciale» che in quella «multi-utenza» (condominio).
- Tuttavia i ritorni in doppia cifra garantiti da questa tipologia di impianto sono dovuti in gran parte al fatto che si riesce a fare leva su strumenti di supporto (detrazioni fiscali), oltre ad avere un elevato risparmio garantito dall'autoconsumo (gli utenti che si trovano in questa fascia sono coloro che pagano a «caro prezzo» l'energia elettrica).
- **Questa tipologia di impianto è comunque molto versatile**, non necessitando di una superficie troppo estesa e di consumi troppo elevati per essere funzionale. Può trovare applicazione sia in **piccole e medie industrie che in edifici del terziario o della pubblica amministrazione, siano essi uffici o edifici scolastici, o condomini**, come visto nel box precedente. Di fatto si è di fronte a un mercato con un notevole potenziale nel breve medio termine a patto che evolva la normativa vigente.

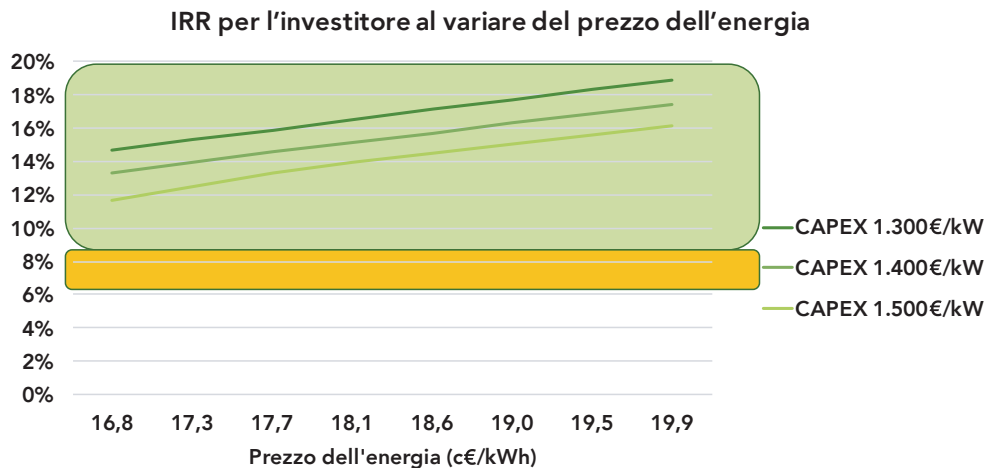
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico industriale al NORD

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto industriale levered (ossia che utilizza l'indebitamento)** nella zona **Nord** al variare del prezzo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



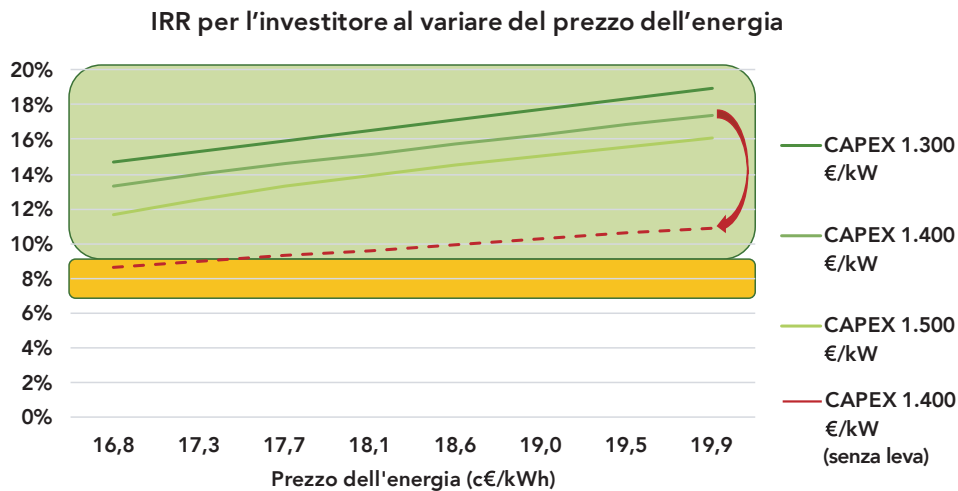
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico industriale al CENTRO

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto industriale levered (ossia che utilizza l'indebitamento)** nella zona **Centro** al variare del prezzo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



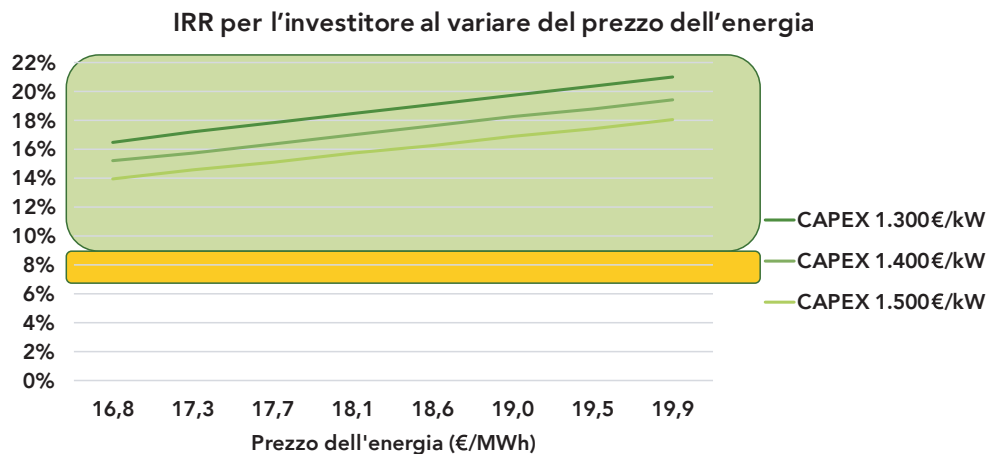
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico industriale al CENTRO

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per **un impianto industriale levered** (ossia che utilizza l'indebitamento) e unlevered (ossia ricorrendo solamente a capitale proprio) nella zona Centro al variare del prezzo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



I risultati dell'analisi: il fotovoltaico industriale al SUD

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto industriale levered (ossia che utilizza l'indebitamento)** nella zona Sud al variare del prezzo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di taglia media (industriale)

- Il rendimento e il tempo di ritorno dell'investimento per questa tipologia di impianto dipendono maggiormente dalle ore di irraggiamento della zona presa in considerazione. **L'IRR comunque non scende mai sotto il 9%, e arriva anche oltre il 20% nei casi migliori** (ottimo irraggiamento e CAPEX ai minimi di mercato, raggiungibile solo in casi particolari), rendendo l'investimento sempre accettabile. Anche il **PBT risulta essere strettamente collegato alla zona geografica: nel Nord è compreso tra i 7 e i 13 anni, mentre nelle altre zone si spinge anche fino ai 6 anni nei casi migliori a un massimo di 9-10 anni.**
- L'utilizzo di una **leva finanziaria**, posta al **50%**, migliora considerevolmente i risultati. Anche in questo caso **è comunque importante l'apporto dato dallo «scambio sul posto» e dal superammortamento.**
- **Dobbiamo però osservare che questa tipologia di installazione è peculiare: necessita infatti di un'ampia superficie e di un alto profilo di consumo perché possa essere implementata.** È caratteristica delle medie e grandi imprese, che comunque sono limitate in numero. Per questo motivo **si prevede una quota di potenza installata minore che negli altri ambiti**, nonostante la convenienza economica.

I risultati dell'analisi: gli impianti di grande taglia

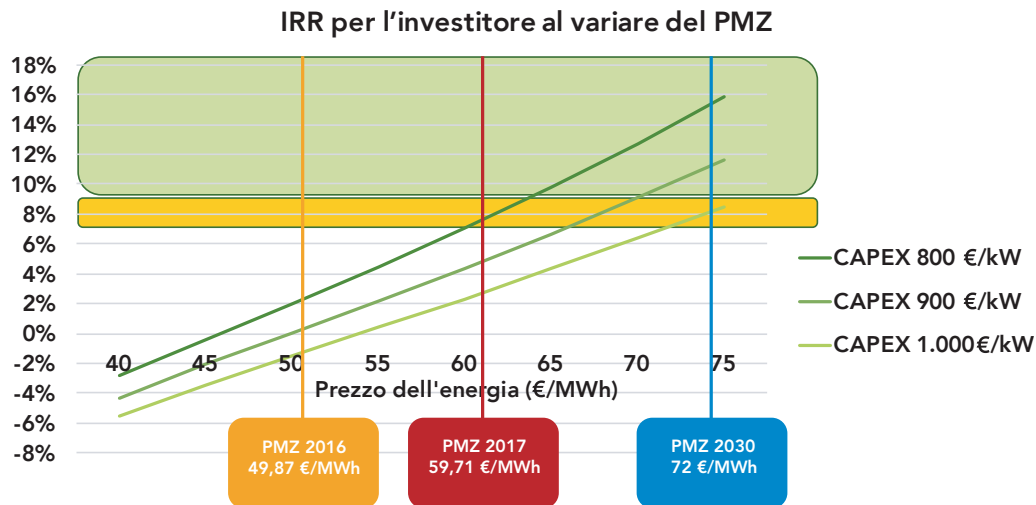
- In questa parte del rapporto si andrà ad analizzare invece la **fattibilità economica di impianti rinnovabili «utility scale» levered** senza l'ausilio di supporti economici diretti.
- Come detto in precedenza, un meccanismo di cui si prevede l'introduzione sono le **aste neutre**. In tal senso **diventa estremamente importante la valutazione dell'LCOE**, che rappresenta di fatto il prezzo minimo a cui si è disposti a vendere l'energia per rientrare dell'investimento fatto. Le analisi presentate riguardano due tipologie di impianto: **da 1 MW e da 30 MW per il fotovoltaico e da 10 MW a 30 MW per l'eolico**.
- **Per gli impianti fotovoltaici presentiamo qui solamente la configurazione che prevede l'utilizzo di tracker**: questa garantisce un **aumento di produzione anche del 30%, a fronte di un investimento maggiorato di circa il 10%**. Si prevede che sarà quindi la soluzione maggiormente implementata per questi impianti.
- Per questi impianti la soglia di accettabilità dell'investimento è:
 - **7% < IRR < 9%**: accettabile
 - **IRR > 9%**: redditizio

I risultati dell'analisi: I fotovoltaico di grande taglia

- Nelle slide seguenti si presentano i risultati relativi alla valutazione della **fattibilità economica di due diversi tipi di impianti «utility scale» (da 1 MW e da 30 MW)** utilizzando i valori attesi di CAPEX nelle diverse zone geografiche del sistema elettrico italiano (raggruppate in «Nord», «Centro» e «Sud e Isole»).
- In ognuna di esse abbiamo considerato principalmente **due fattori** per valutare la fattibilità economica:
 - la **produzione di energia elettrica**, dipendente dalle ore annue di irraggiamento
 - il **prezzo dell'energia**, compreso tra **40 €/MWh e 75 €/MWh**
- In ogni slide sono stati **evidenziati i prezzi zionali degli anni passati**, eventualmente calcolato come media dei prezzi delle diverse zone, **della fascia F1**: questa riguarda infatti le ore diurne ed è quella in cui maggiormente producono gli impianti fotovoltaici
- Per ogni zona geografica si è calcolato il **PBT e l'IRR** per i due casi considerati.

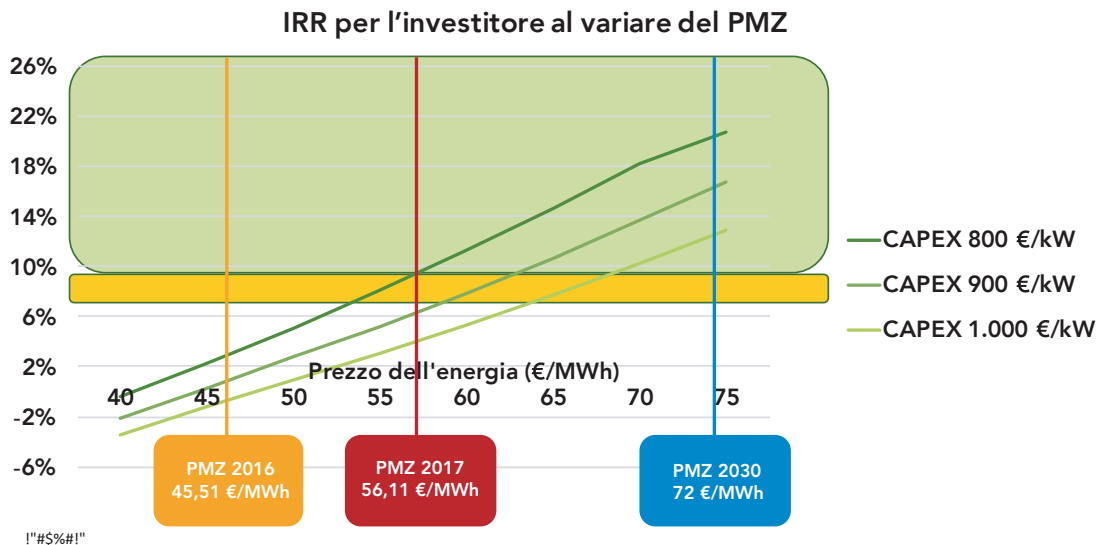
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia (1 MW) al NORD

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered (ossia che utilizza l'indebitamento) da 1 MW** nella zona **Nord** al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



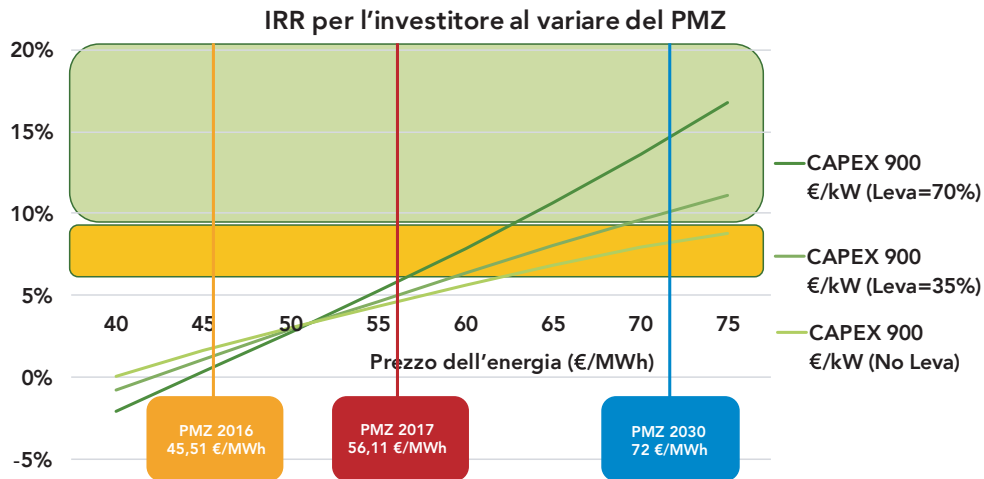
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia (1 MW) al CENTRO

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered (ossia che utilizza l'indebitamento) da 1 MW** nella zona Centro al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia (1 MW) al CENTRO

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered** (ossia che **utilizza l'indebitamento**) in due differenti configurazioni (leva al 35% e al 70%) e **unlevered** (ossia **ricorrendo solamente al capitale proprio**) da 1 MW nella zona **Centro** al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.

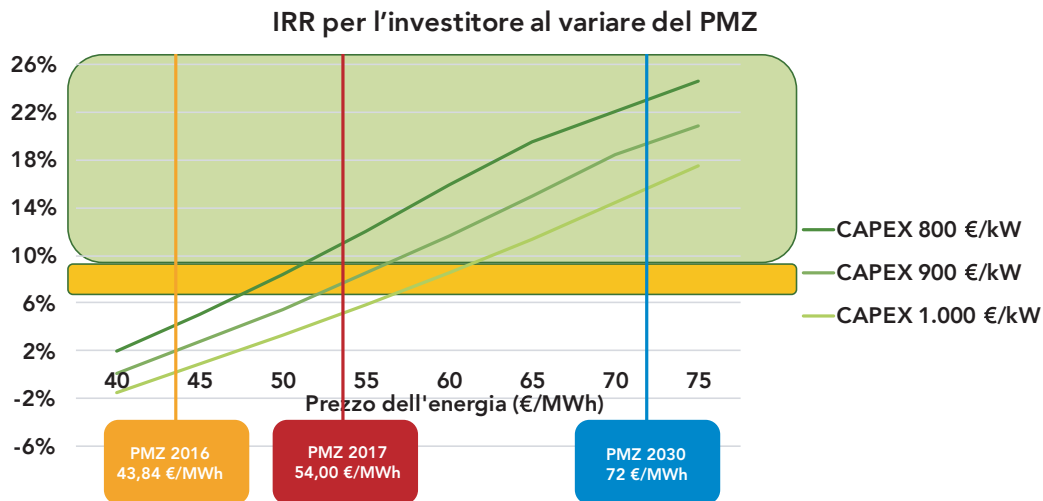


I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia (1 MW) al CENTRO

- È interessante notare come **per valore bassi del PMZ sia più conveniente il caso «unlevered»** in quanto l'aggravio dei costi per la restituzione del debito, di fatto, manda in «rosso» il *business plan*.
- Questo è vero però solamente per valori molto bassi del prezzo dell'energia, che quindi non garantiscono ritorni sufficienti. Come si vede dal grafico, **già intorno ai 50 €/MWh di prezzo dell'energia le soluzioni levered diventano maggiormente profittevoli**, con una differenza a favore della soluzione con leva al 70% che cresce all'aumentare del prezzo dell'energia.

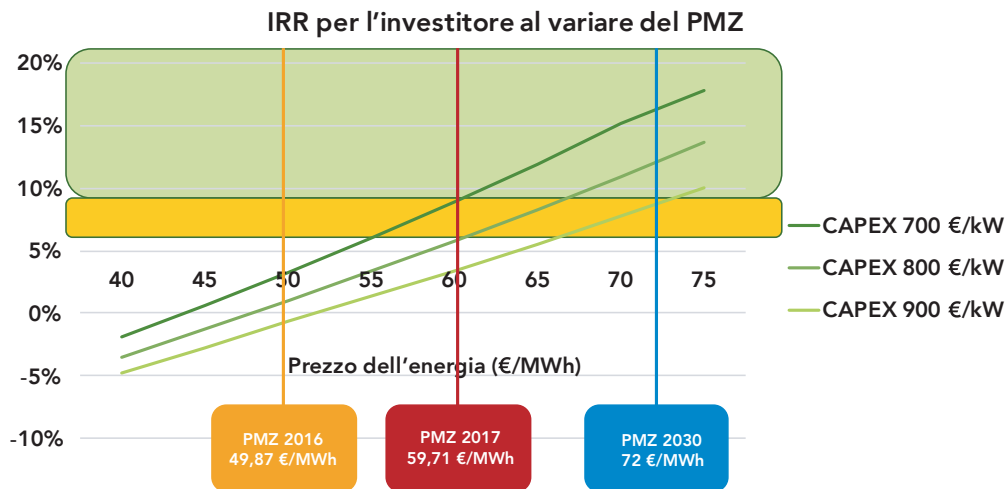
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia (1 MW) al SUD

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered (ossia che utilizza l'indebitamento) da 1 MW** nella zona Sud al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



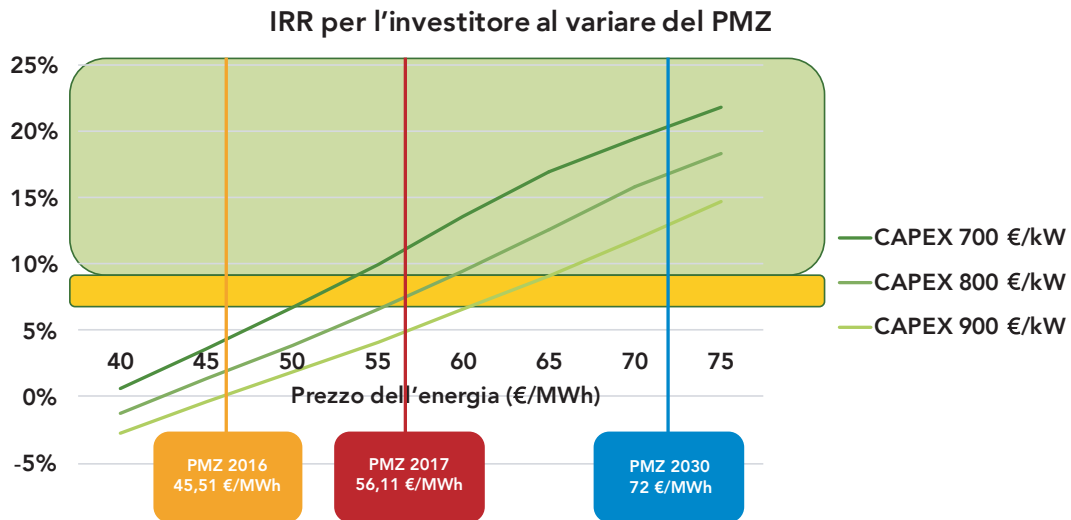
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia (30 MW) al NORD

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered (ossia che utilizza l'indebitamento) da 30 MW** nella zona **Nord** al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



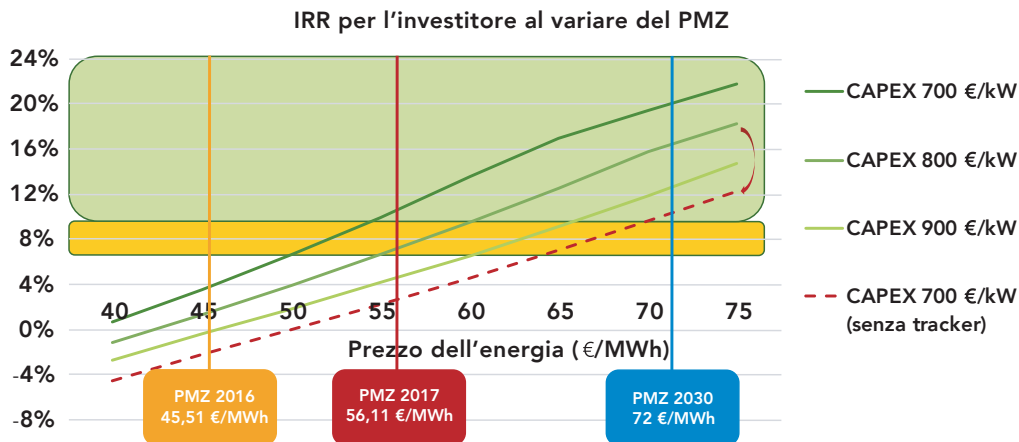
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia (30 MW) al CENTRO

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered (ossia che utilizza l'indebitamento) da 30 MW** nella zona **Centro** al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



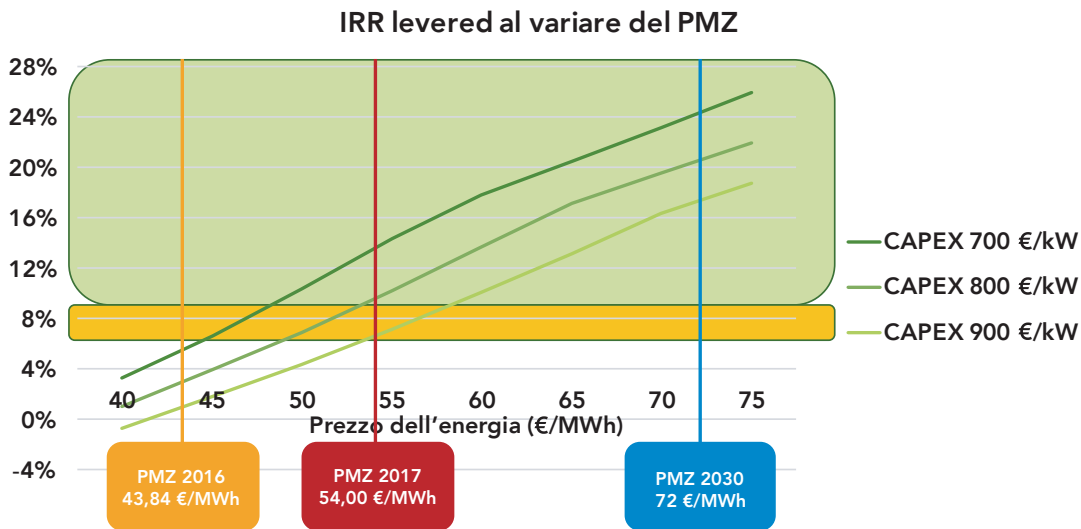
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia (30 MW) al CENTRO

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered** (ossia che utilizza l'indebitamento) da 30 MW nella zona **Centro** al variare del prezzo zonale (in €/MWh) con e senza tracker. Si può vedere come, nonostante una riduzione del CAPEX, i risultati siano sempre peggiori. L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia (30 MW) al SUD

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered** (ossia che utilizza l'indebitamento) da 30 MW nella zona Sud al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia

- **Gli impianti di taglia minore, pari a 1 MW, hanno rappresentato lo standard di installazioni negli anni passati per via del sistema di incentivi che favoriva questo tipo di installazione.** Ad oggi, nonostante una **riduzione consistente del CAPEX** degli impianti, che si attesta sui **900 – 1.000 €/kW** questa **taglia appare meno competitiva**, anche se potrebbe «rientrare nella partita» grazie ai minori costi di allacciamento rispetto ai più grandi che debbano allacciarsi all'alta tensione.
- **Al contrario, per quanto riguarda l'impianto di taglia maggiore, da 30 MW, risulta evidente come una soluzione «intermedia» (CAPEX pari a 800 €/kW) per un impianto di questo tipo sia già competitiva.** L'ago della bilancia potrebbe pendere verso impianti più piccoli, come si diceva poc'anzi, per il maggior esborso (**nell'ordine di 1,5 mln €** per impianti di questa dimensione) dovuto all'acquisto del trasformatore per allacciarsi all'alta tensione.
- Bisogna inoltre considerare, come già detto in precedenza, che la **maggior parte degli impianti «utility scale» sarà localizzata nel Sud/Centro Sud**, dove anche a un prezzo minore si raggiungono IRR vantaggiosi. Questo però è vero **solo per gli impianti provvisti di tracker, che si può quindi supporre divenire una *conditio sine qua non* e venire applicato su tutti gli impianti di questa taglia.**

I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia

- **Bisogna però alcune considerazioni aggiuntive in merito a questi risultati.** Innanzitutto, **per quanto riguarda il prezzo:**
 - Da una parte, infatti, è vero che **il 2017 è stato un anno particolare, caratterizzato da un alto prezzo dell'energia elettrica** a causa della chiusura delle centrali nucleari francesi per manutenzione. Questo ha inciso notevolmente sul prezzo medio registrato nei mesi invernali (Gennaio, Novembre e Dicembre) in particolare nella zona Nord, maggiormente dipendente dall'import di elettricità francese
 - È anche vero però che la SEN prevede che **il PUN salga a 72 €/MWh entro il 2030** e possiamo notare come la **redditività degli impianti sia molto elevata in tutte le zone con questi valori**
- In secondo luogo **per quanto riguarda la taglia delle installazioni:**
 - Sotto i **5 – 6 MW di potenza** un impianto può essere allacciato in **media tensione**, riducendo considerevolmente i costi di allacciamento
 - Impianti di taglia minore hanno **meno problematiche legate al consumo di suolo**, anche legato a quanto detto in precedenza: le aree identificate come maggiormente favorevoli (cave esaurite, aree industriali dismesse..) non hanno generalmente estensioni tali da permettere di installare grandissimi impianti

I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia

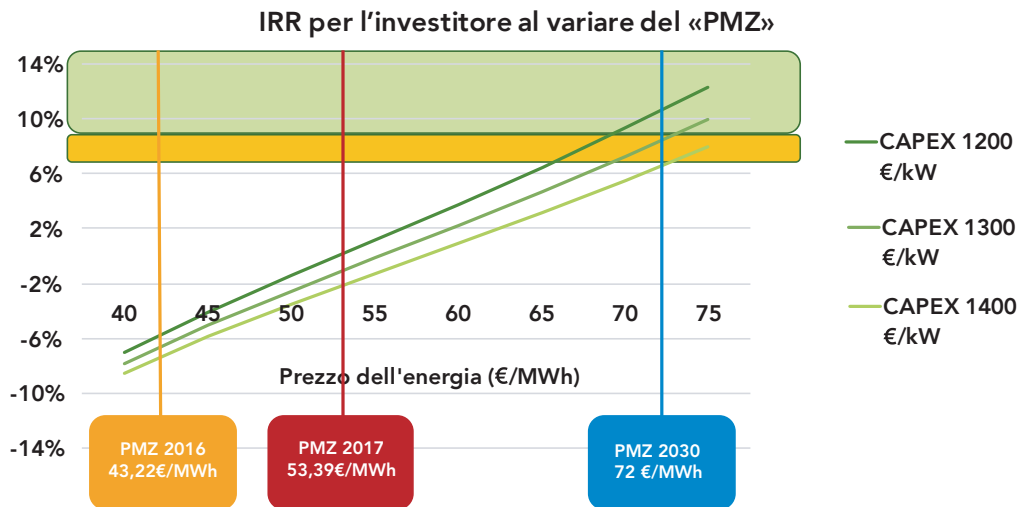
- E' plausibile quindi attendersi un buono sviluppo di impianti intorno ai 5 MW, ovvero tali da collocarsi al limite superiore per sfruttare i minori costo di un allaccio in MT e una certa «scala» per CAPEX e O&M.
- **Gli impianti di taglia maggiore invece saranno verosimilmente di diverse decine di MW**, per distribuire il costo della cabina di trasformazione su una «scala» da una parte, e dall'altra per ottenere ottimizzazioni di costo sull'investimento complessivo.
- Sarà comunque da verificare **l'impatto dei *contract for difference* a due vie e dei PPA e dell'effetto della larga introduzione di FER non programmabili sui prezzi**, soprattutto nella **fascia F1**: si rischia infatti – come si vedrà più avanti – di avere prezzi prossimi allo 0 nelle ore diurne, con conseguente riduzione dei profitti per gli impianti fotovoltaici.

I risultati dell'analisi: l'eolico di grande taglia

- Nelle slide seguenti si presentano i risultati relativi alla valutazione della **fattibilità economica di un impianto «utility scale»** utilizzando i valori di CAPEX attesi nel futuro prossimo.
- I fattori considerati per valutare la fattibilità economica sono due:
 - la **produzione di energia elettrica**, dipendente dalle ore annue di funzionamento
 - il **prezzo dell'energia venduta**. E' ragionevole ipotizzare, vista la distribuzione della ventosità, che la grande maggioranza degli impianti verrà installata nelle zone del Sud e del Centro. Per questa ragione si è usato nei grafici il PZ «aggiustato», ovvero pari al prezzo medio delle zone dove si pensa di installare gli impianti (**Centro Sud, Sud, Sicilia e Sardegna**).
- Come per il fotovoltaico si è presi in considerazione l'**IRR** e il **PBT** al variare dei parametri sopra elencati.
- Vista la predominanza di impianti di grande taglia, le sole due tipologie di impianto prese in considerazione sono quelli da **10 MW e da 30 MW**.

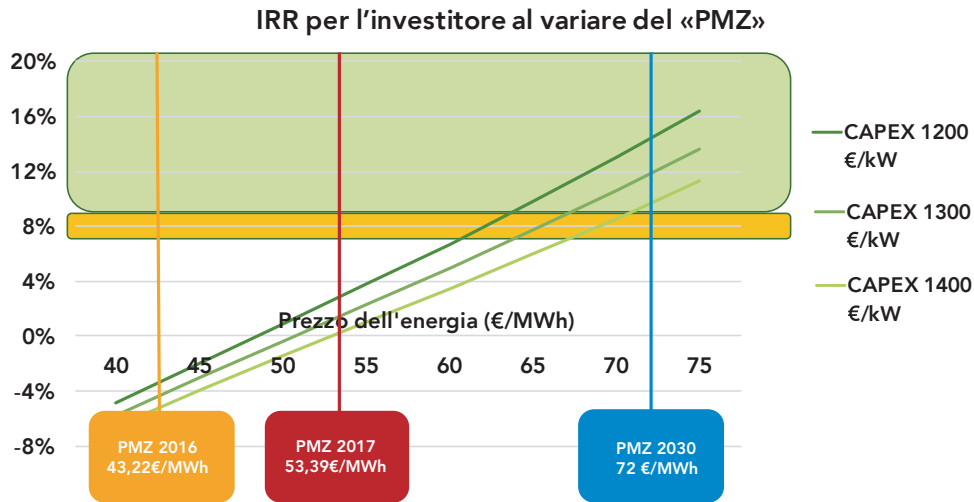
I risultati dell'analisi: l'eolico di grande taglia (10 MW) a 2.200h

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered** (ossia che utilizza l'indebitamento) da 10 MW ventosità pari 2.200 h/anno al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



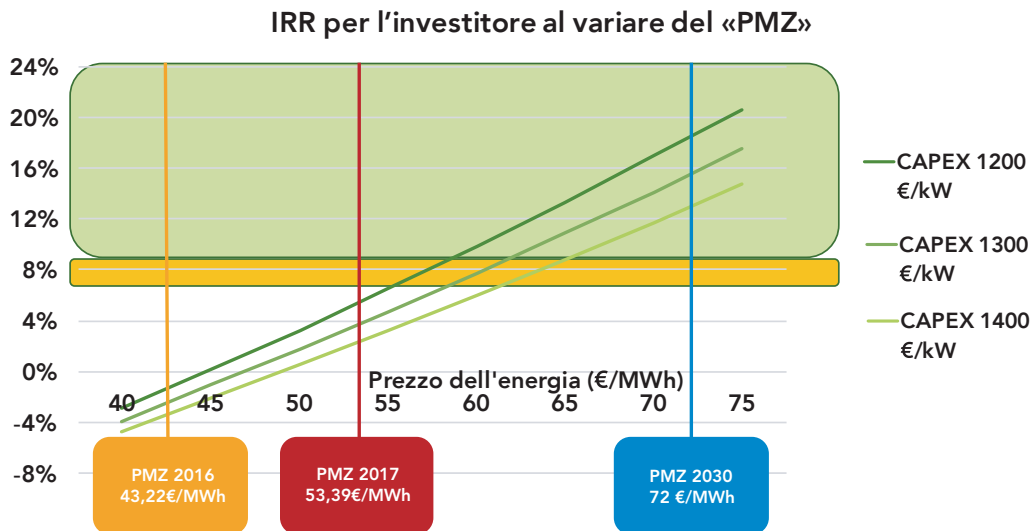
I risultati dell'analisi: l'eolico di grande taglia (10 MW) a 2.400h

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered** (ossia che utilizza l'indebitamento) da **10 MW** ventosità pari **2.400 h/anno** al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



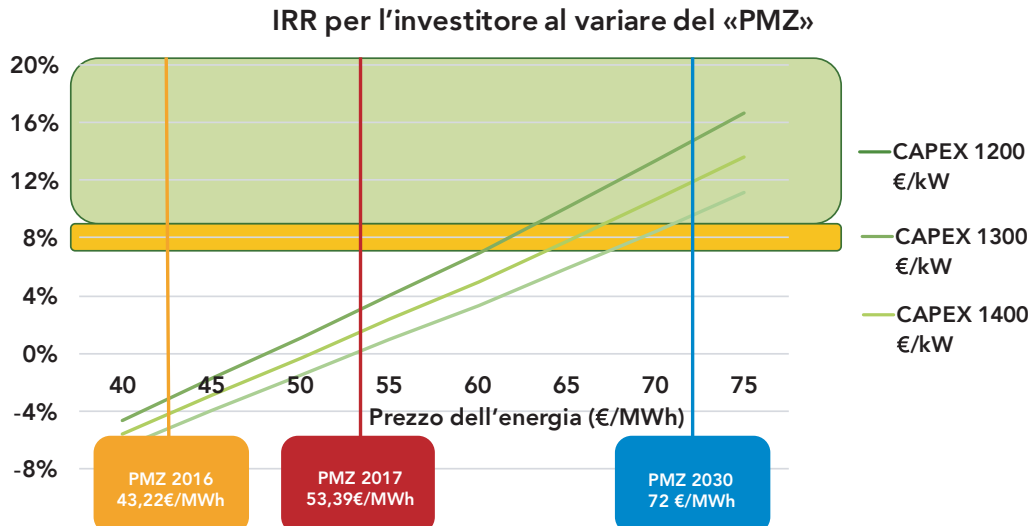
I risultati dell'analisi: l'eolico di grande taglia (10 MW) a 2.600

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered** (ossia che utilizza l'indebitamento) da 10 MW ventosità pari 2.600 h/anno al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



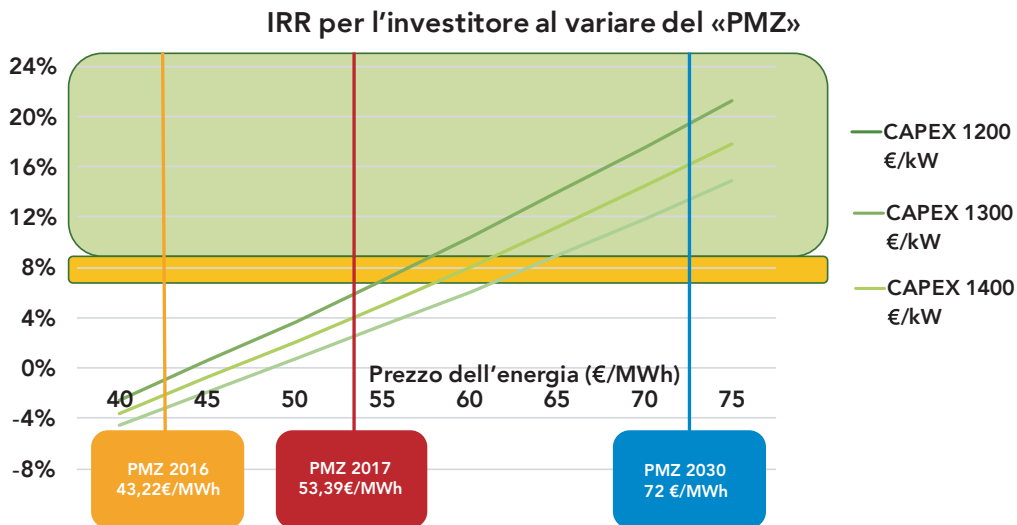
I risultati dell'analisi: l'eolico di grande taglia (30 MW) a 2.200h

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un impianto utility scale levered (ossia che utilizza l'indebitamento) da 30 MW ventosità pari 2.200 h/anno al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



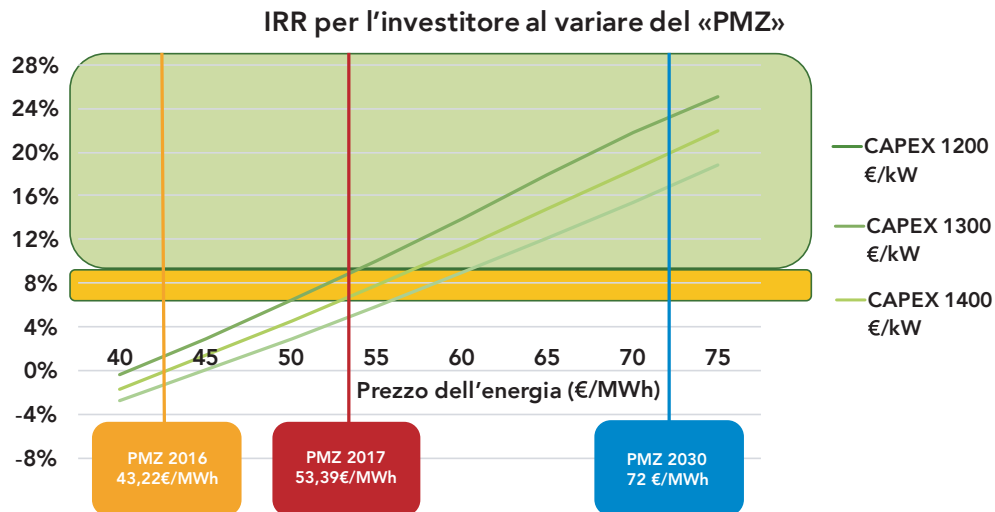
I risultati dell'analisi: l'eolico di grande taglia (30 MW) a 2.400

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered (ossia che utilizza l'indebitamento) da 30 MW** ventosità pari **2.400 h/anno** al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



I risultati dell'analisi: l'eolico di grande taglia (30 MW) a 2.600h

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per un **impianto utility scale levered** (ossia che utilizza l'indebitamento) da **30 MW** ventosità pari **2.600 h/anno** al variare del prezzo zonale (in €/MWh). L'IRR calcolato è comunque quello per l'investitore.



I risultati dell'analisi: l'eolico di grande taglia

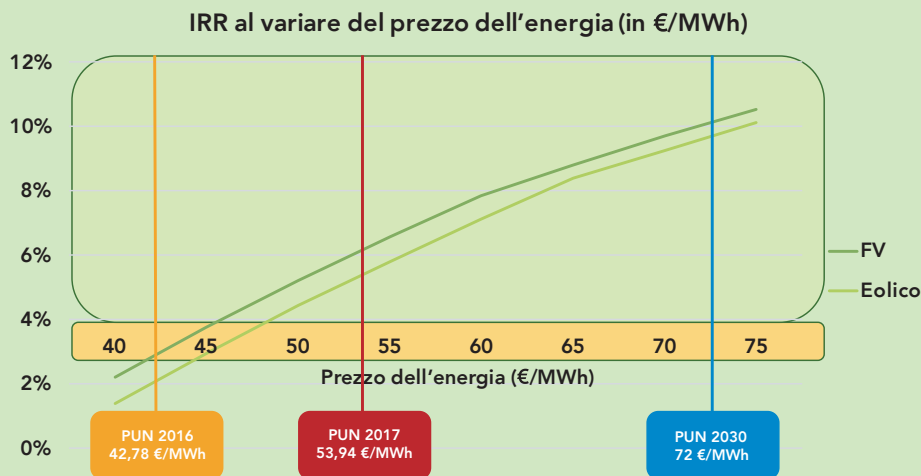
- **La redditività degli investimenti dipende fortemente dalle ore di funzionamento annuo.** Se prendiamo come riferimento **2.400 h annue**, raggiungibili in diverse zone della penisola, si può vedere come **la profittabilità non sia ancora garantita ai prezzi di PMZ del 2017.**
- **Appare necessario quindi cercare siti a maggiore ventosità.** Tuttavia, su questo punto, bisogna considerare che **le località più interessanti sono state in gran parte già sfruttate**; in quest'ottica un contributo importante potrà e dovrà (quadro regolatorio/autorizzativo permettendo) venire da interventi di **repowering**. Gli impianti di nuova generazione, infatti, hanno una produzione molto più elevata in quanto non solo raggiungono altezze maggiori e quindi venti mediamente più forti, ma soprattutto le pale «spazzano» un'area molto maggiore e quindi «raccolgono» più vento.

BOX 5: I grandi fondi e gli investimenti nelle rinnovabili

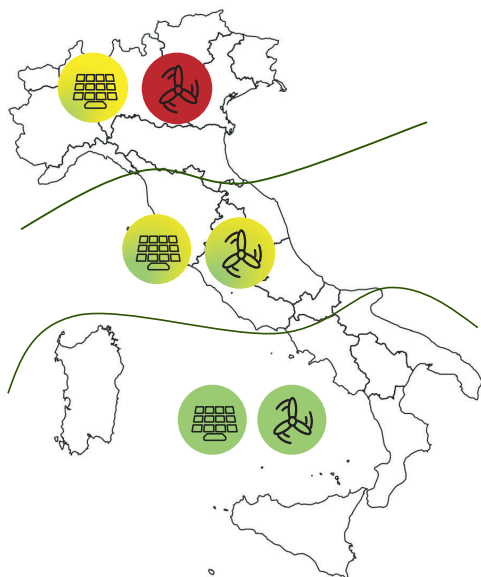
- È sempre più frequente la presenza sul mercato delle rinnovabili di investitori finanziari «di lungo termine», quali ad esempio i fondi pensione. Questi, per via della loro peculiare situazione finanziaria, possono accettare **rendimenti sensibilmente inferiori rispetto a un operatore tradizionale**. Per questo motivo le soglie di accettabilità sono state poste a:
 - **3% < IRR < 4%:** accettabile
 - **IRR > 4%:** redditizio
- Pur non garantendo risultati eccellenti per prezzi dell'energia elevati, **l'investimento diventa accettabile già ai prezzi attuali, sia per l'eolico che per il fotovoltaico**, che presentano un andamento del rendimento molto simile tra di loro.
- Con questa configurazione è stato installato il primo impianto fotovoltaico in *market parity* **nel 2017 e ne sono stati annunciati altri per il prossimo biennio**.

4. La Strategia Energetica Nazionale 2017: l'analisi della fattibilità economica

- Nel grafico seguente vengono presentati i risultati per due **impianto utility scale da 30 MW**, uno eolico e uno fotovoltaico, con ore di funzionamento annuali medie (2.400 per l'eolico e 1.800 per il fotovoltaico).



La sostenibilità economica degli investimenti in rinnovabili: un quadro d'insieme





NORD	Res	Com	Ind	Ut
	-	-	-	

CENTRO	Res	Com	Ind	Ut
	-	-	-	

SUD	Res	Com	Ind	Ut
	-	-	-	

Non profittevole
 In alcuni casi
 In molti casi

La sostenibilità economica degli investimenti in rinnovabili: un quadro d'insieme

	Tipologia	Ore funzionamento MIN		Ore funzionamento MEDIE		Ore funzionamento MAX	
		PBT	IRR levered	PBT	IRR levered	PBT	IRR levered
FV 	Residenziale	●	●	●	●	●	●
	Commerciale	●	●	●	●	●	●
	Industriale	●	●	●	●	●	●
	Utility scale (1MW)	●	●	●	●	●	●
	Utility scale (30 MW)	●	●	●	●	●	●
Eolico 	Utility scale (10 MW)	●	●	●	●	●	●
	Utility scale (30 MW)	●	●	●	●	●	●

● Non redditizio
 ● Redditizio in alcuni casi
 ● Redditizio in molti casi
 ●

La sostenibilità economica degli investimenti in rinnovabili: un quadro d'insieme

- Nel complesso la situazione appare positiva, più per il fotovoltaico che per l'eolico. Entrambe tuttavia hanno compiuto **un miglioramento significativo** rispetto a qualche anno fa, grazie al progresso delle tecnologie **sia in termini di performance che di riduzione dei costi**, più marcata per il fotovoltaico che per l'eolico e alla maturazione del settore.
- La **situazione attuale non è tuttavia sufficiente** a garantire l'ammontare di **installazioni previsto nella SEN**, visto che permangono delle criticità a livello di sistema. Uno strumento di stabilizzazione dei guadagni, come può essere un contratto a lungo termine, è necessario per accompagnare la transizione energetica verso un maggiore dispiego di FER, come già fatto in Francia e in Germania.
- Come si evince dal grafico e dalla tabella di sintesi, sia per quanto riguarda il fotovoltaico che per soprattutto per l'eolico, **le zone del Sud Italia sono maggiormente favorevoli alle installazioni**.

La sostenibilità economica degli investimenti in rinnovabili: un quadro d'insieme

- Le differenze si avvertono maggiormente per impianti **di grande taglia**:
 - Il **fotovoltaico al Nord** è profittevole solamente in pochi casi, con CAPEX bassi e alto PMZ; al **Centro** la situazione migliora lievemente, mentre al **Sud** lo è anche per **prezzi dell'energia più bassi**
 - L'**eolico** ha una suddivisione ancora più marcata: per l'assenza di siti adeguati al **Nord** non è **mai conveniente**; al **Centro** lo è in certe zone e con un prezzo dell'energia favorevole, mentre al **Sud** lo è **più frequentemente**
- **Bisognerà poi valutare l'immissione di una tale quantità di energia da fonti non programmabili sia in termini di stabilità del sistema che per quanto riguarda il prezzo a cui verrà transata l'elettricità.**

BOX 6: E se il prezzo zonale fosse pari a 0?

- La tematica è molto attuale e **nella stessa bozza del decreto sulle rinnovabili viene accennato come nel caso il PZ vada a 0 €/MWh**, o eventualmente sotto gli 0 €/MWh quando i prezzi negativi verranno introdotti nel sistema elettrico italiano, **per più di 6 ore consecutive la tariffa garantita agli impianti viene temporaneamente sospesa.**
- Questo significa che è un'eventualità che è stata presa in considerazione, proprio alla luce dell'immissione di una gran quantità di energia da fonti rinnovabili non programmabili. Infatti **un'elevata capacità di generazione eolica o fotovoltaica potrebbe condurre a una grande offerta di energia in giornate particolarmente ventose/soleggiate.** Inoltre, avendo **le fonti rinnovabili un costo variabile di funzionamento praticamente nullo, i gestori degli impianti sono disposti a «biddare» a 0 €/MWh.**

4. La Strategia Energetica Nazionale 2017: l'analisi della fattibilità economica

- Sono stati analizzati gli anni dal 2013 al 2017 per valutare il numero di ore in cui il PZ è stato prossimo allo 0. In particolare sono stati presi in considerazione valori per cui $PZ \leq 5 \text{ €/MWh}$.
- I risultati ottenuti sono i seguenti, divisi per anno e per zona geografica:

	NORD	CNOR	CSUD	SARD	SUD	SICI	TOT per anno
2013	34	50	88	91	136	108	507
2014	13	131	158	160	292	265	1.019
2015	0	21	21	21	26	50	139
2016	0	0	0	0	1	17	18
2017	0	0	1	6	3	37	47
TOT per zona	47	202	268	278	458	477	1.730

- Si evidenziano **due trend** molto evidenti:
 - **La diminuzione del numero di ore annue**, dovuto a un minore sovraccapacità
 - **L'aumento di ore muovendosi da Nord a Sud**, con il picco massimo in Sicilia. Questo è dovuto ai maggiori collegamenti delle regioni settentrionali e a una maggior presenza di FER non programmabili in quelle meridionali, responsabili di una maggiore imprevedibilità del PZ

- Un'altra considerazione interessante che si evince da questa analisi è la **maggior concentrazione di ore a PZ nullo nei mesi primaverili**: è in questo periodo infatti che la produzione da fotovoltaico è elevata, mentre i consumi non tanto quanto nei mesi estivi.

Stagione	Inverno	Primavera	Estate	Autunno
Ore totali	265	1.052	203	210

- Inoltre, **la larga maggioranza delle ore a PZ nullo è concentrata nelle ore diurne: ben 1.378 ore su 1.730 (l'80% del totale)** è compreso tra le 8 e le 19. Per questa ragione abbiamo considerato i suoi effetti sugli impianti FV.
- Come detto in precedenza, **un PZ prossimo allo 0 avrebbe impatti molto forti sui costi in cui incorre la controparte del Contract for difference**, ad oggi lo Stato, **che dovrebbe corrispondere al proprietario dell'impianto l'intero valore di floor** fissato alla stipula del contratto.

Indice sezione

L'analisi della sostenibilità economica degli investimenti in rinnovabili nello scenario SEN

L'analisi della sostenibilità economica degli investimenti in rinnovabili nello scenario SEN: i costi per lo Stato dei meccanismi di supporto

La proposta di un *contract for difference* con banda di oscillazione

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie

- Attualmente la tipologia di contratto esistente è quella del **contract for difference semplice**, ovvero con un prezzo fissato e pagamento della differenza nel caso il prezzo dell'energia scenda sotto questo valore. Nella SEN e nella nuova bozza del decreto relativo alle rinnovabili sono stati ipotizzati invece **contratti «a due vie»**, sulle cui caratteristiche si è già detto.
- In questa sezione del rapporto sono stati analizzati i casi dei contratti per differenza «a due vie» e in particolare le ricadute che questi hanno per la redditività degli impianti e per i costi sostenuti dallo Stato.
- Sono stati analizzati due casi di contratto a due vie: uno in cui il prezzo fisso è stato posto pari a **50 €/MWh**, molto competitivo, il secondo in cui è stato posto pari a **60 €/MWh**, più favorevole per gli impianti. La durata dei contratti è stata posta pari a 20 anni. È stata infine analizzata la spesa per lo Stato nel caso che il PMZ vada a 0.

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie: le ipotesi

- L'analisi è stata effettuata solamente per gli impianti di taglia maggiore, pari a **30 MW**, sia **eolici che fotovoltaici**, questi ultimi solo nella configurazione con tracker, e a **CAPEX intermedi (800 €/kW per il FV e 1.200 €/kW per l'eolico)**.
- Per quanto riguarda il **fotovoltaico l'analisi è stata fatta per zona** (Nord, Centro e Sud) con i rispettivi irraggiamenti; per quanto riguarda **l'eolico si è ipotizzato un solo valore di ore di funzionamento annuale, pari a 2.400 ore annue**.

	Fotovoltaico	Eolico
CAPEX (€/kW)	800	1.200
OPEX (€/kW)	20	45
Ore funzionamento	[1600;2000]	2.400
Leva finanziaria	70%	70%
k_e (costo del capitale proprio)	7%	7%
k_D (costo del capitale di debito)	3,5%	3,5%

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie: le ipotesi

- Le ipotesi alla base del modello **non possono prescindere da una simulazione dell'andamento del prezzo dell'elettricità da qui ai prossimi anni**, per valutare i rendimenti degli impianti. L'analisi è stata effettuata in due scenari differenti:
 1. Nel primo abbiamo ipotizzato un **prezzo dell'energia costante**, fissato intorno al **valore medio degli ultimi 5 anni («PUN stabile»)**
 2. Nel secondo abbiamo ipotizzato un possibile **incremento di circa il 2% annuale** basato sulle indicazioni provenienti dalla SEN, la quale prevede un PUN pari a **72 €/MWh nel 2030 («PUN in crescita»)**
- In entrambi i casi il prezzo è stato analizzato mensilmente, tenendo in considerazione la stagionalità media del periodo considerato.
- Inoltre, i prezzi considerati sono diversi per **fotovoltaico ed eolico**:
 - Per il **fotovoltaico** abbiamo considerato solamente il **PMZ nella fascia F1**, ovvero quella in cui si suppone questi impianti vendano l'energia (compreso tra 52 e 56 €/MWh a seconda della zona nel 2018)
 - Per l'**eolico** abbiamo considerato il **prezzo medio giornaliero**, in quanto questi impianti possono produrre in tutte le ore del giorno (54 €/MWh nel 2018)

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie: le ipotesi

- Per calcolare il **costo totale per lo Stato, poi ribaltati in bolletta sulla collettività**, nei diversi scenari si è ripresa la **divisione per taglia ipotizzata** nel precedente capitolo e calcolato il numero di impianti per tipologia e per zona geografica, ipotizzando siano tutti di **taglia pari a 30 MW**.
- Tuttavia, anche alla luce dei risultati emersi nella prima parte del capitolo e solamente per quanto riguarda il FV, la ripartizione degli impianti è stata modificata, in quanto si riferiscono solamente ad impianti utility scale, di cui ci si attende maggiore diffusione nelle aree centro-meridionali rispetto a quelle settentrionali.

SCENARI	Contract for difference A due vie	
PUN stabile	Strike price 50 €/MWh	Strike price 60 €/MWh
PUN in crescita	Strike price 50 €/MWh	Strike price 60 €/MWh
	PMZ = 0	

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie: i risultati

		CFD a due vie					
		Strike price 50 €/MWh			Strike price 60 €/MWh		
Scenario di prezzo	Impianto	IRR levered	PBT	Costo a Impianto per lo Stato* (€)	IRR levered	PBT	Costo a Impianto per lo Stato* (€)
PUN stabile	FV Nord	1,3%	> VU	2.940.083	6,2%	> VU	- 2.195.698
	FV Centro	4,4%	> VU	1.060.498	10,9%	10	- 4.717.256
	FV Sud	8,1%	23	1.860.185	16,0%	7	- 4.559.542
	Eolico	4,2%	> VU	4.248.187	7,8%	24	- 3.913.442
PUN in crescita	FV Nord	3,6%	> VU	7.217.571	7,7%	26	2.081.790
	FV Centro	6,2%	> VU	5.742.660	11,8%	10	- 35.094
	FV Sud	9,7%	22	7.716.222	16,5%	7	1.296.495
	Eolico	5,1%	> VU	11.011.302	8,5%	24	2.849.674

(*)Il costo a impianto è calcolato sul singolo impianto da 30 MW su tutta la durata del contratto (20 anni) e attualizzato allo stesso tasso di sconto utilizzato per gli impianti.

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie: i risultati unlevered

		CFD a due vie					
		Strike price 50 €/MWh			Strike price 60 €/MWh		
Scenario di prezzo	Impianto	IRR <i>unlevered</i>	PBT	Costo a Impianto per lo Stato* (€)	IRR <i>unlevered</i>	PBT	Costo a Impianto per lo Stato* (€)
PUN stabile	FV Nord	3,7%	> VU	2.940.083	4,5%	> VU	- 2.195.698
	FV Centro	4,7%	> VU	1.060.498	6,2%	> VU	- 4.717.256
	FV Sud	5,3%	> VU	1.860.185	7,6%	18	- 4.559.542
	Eolico	3,5%	> VU	4.248.187	5,7%	> VU	- 3.913.442
PUN in crescita	FV Nord	3,4%	> VU	7.217.571	5,3%	> VU	2.081.790
	FV Centro	4,7%	> VU	5.742.660	6,8%	25	- 35.094
	FV Sud	6,3%	> VU	7.716.222	8,3%	18	1.296.495
	Eolico	4,7%	> VU	11.011.302	6,6%	28	2.849.674

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie: i risultati

		CFD a due vie	
		Strike price 50 €/MWh	Strike price 60 €/MWh
Scenario di prezzo	Impianto	Costo Tot per lo Stato* (M€)	Costo Tot per lo Stato* (M€)
PUN stabile	FV Nord 155 impianti	456	-340
	FV Centro 129 impianti	137	-609
	FV Sud 160 impianti	289	-730
	Eolico 303 impianti	1.394	-1.285
	TOT	2.275	-2.963
PUN in crescita	FV Nord 155 impianti	1.119	323
	FV Centro 129 impianti	741	-5
	FV Sud 160 impianti	1.235	207
	Eolico 303 impianti	3.614	935
	TOT	6.709	1.461

(*)Il costo totale è stato ottenuto moltiplicando il costo unitario per impianto per il numero di impianti presenti in ogni zona. Questo è stato stimato partendo dalle indicazioni fornite nel capitolo 3.

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie

- Gli scenari analizzati conducono a **risultati profondamente diversi**:
 - Nel caso in cui il CFD sia fissato su uno **strike price di 50 €/MWh** entrambi gli scenari di prezzo sono **molto sfavorevoli ai proprietari di impianti**, producendo un **surplus per lo Stato di 2,3 miliardi di €** nel primo caso e di **6,7 miliardi di € nel secondo**. Considerando **i 20 anni di contratto** si tratta di circa **115 M€/anno**, nel primo caso, e di **335 M€/anno**, nel secondo, dovuto al fatto che **il PUN rimane sempre oltre tale «strike price»** e gli operatori restituiscano l'extra-profitto
 - Nel caso in cui il CFD sia fissato su uno **strike price di 60 €/MWh** **gli impianti ottengono rendimenti accettabili** (escluso un impianto fotovoltaico nella zona del Nord), mentre **la spesa per lo Stato è profondamente diversa nei due scenari**: nel caso di PUN stabile **l'esborso è di quasi 3 miliardi di €**, mentre se il PUN aumentasse avrebbe un **surplus di 1,5 miliardi di €**. In termini di costo o surplus annuale si avrebbe una spesa di **150 M€/anno** nel primo caso e un risparmio di **75 M€/anno** nel secondo
- Per dare un'idea del «peso» di questo meccanismo si pensi che il **V Conto Energia ha un costo annuale di 700 M€**.
- **La dipendenza così forte dall'andamento del prezzo dell'energia**, anche se intrinseca nel modello, **appare come un ulteriore e significativo fattore di rischio** (a ben vedere per entrambe le parti, sia gli investitori privati che lo Stato).

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie risultati

- L'analisi presentata include sia una modellazione con ricorso a capitale di debito che una senza: questo secondo caso è stato rappresentato in quanto meglio riflette l'andamento della redditività dell'impianto al variare dello strike price aggiudicato, senza l'effetto amplificatore della leva finanziaria.
- Un'altra tematica che emerge dai risultati è che **l'eolico appare svantaggiato nei confronti del fotovoltaico**: nelle zone in cui possono essere installati degli impianti eolici il fotovoltaico ha rendimenti migliori. Bisogna però considerare che **le simulazioni fatte per l'eolico considerano un numero di ore di funzionamento pari a 2.400 ore annue. Se questo valore fosse più alto (almeno pari a 2.600 ore) un impianto eolico sarebbe pienamente competitivo.**
- Inoltre, si sottolinea **la ottima naturale integrazione che hanno le due fonti riguardo la produzione** (FV di giorno ed eolico di notte generando di fatto una produzione «stabile») che potrebbe essere «minacciata» dalle aste neutre che, come detto poc'anzi, nella maggior parte dei casi vedrebbe in vantaggio il fotovoltaico.
- Insomma, nonostante le condizioni di buona redditività viste nella parte precedente del Capitolo, **è evidente che la componente di redditività e rischio non giocano a favore dello sviluppo auspicato delle rinnovabili previsto dalla SEN.**

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie

- Se dalle aste emergesse nettamente **«vincitore» il fotovoltaico** vi sarebbe un **eccesso di produzione** nelle ore centrali del giorno, soprattutto nei mesi primaverili ed estivi. Di conseguenza si avrebbe un **abbassamento dei prezzi dell'energia** e un maggior esborso per quanto riguarda i CFD da parte dello Stato, che si ritroverebbe **a pagare una quota maggiore** (in quanto sarebbe maggiore la differenza tra la tariffa aggiudicata e il PMZ) per dell'energia «meno richiesta».
- Stando ai risultati presentati, sembra che gli strumenti ipotizzati di sostegno alle FER non rispondano alle esigenze attuali del mercato: in particolare, la tematica delle aste neutre è piuttosto controversa. Le differenze esistenti tra le tecnologie non sembrano portare alla competizione tra di esse, quanto invece a uno sbilanciamento. Quantomeno in un primo momento potrebbe essere **utile differenziare le aste per tecnologia come, ad esempio, in Germania, dove le aste neutre coprono solamente una parte, minoritaria, dei contingenti annuali messi a disposizione.**
- **Se è vero da un lato che i PPA sembrano essere la soluzione a questo problema**, facendo entrare in gioco la controparte privata e quindi **lasciando al mercato di adeguare caratteristiche contrattuali e tariffe, è altrettanto vero che il nostro mercato non è ancora pronto per questo tipo di strumenti.**
- **Il processo di avvicinamento ai PPA** – che dovrebbe essere nei **CFD a due vie** che hanno come controparte lo Stato – **non pare però essere semplice dal punto di vista della implementazione.**
- In buona sostanza, appare **necessario prevedere un meccanismo di supporto alternativo** in grado di sostenere le previsioni di sviluppo.

PPA corporate

- Un altro strumento di cui si prevede l'espansione nel futuro prossimo sono i **PPA corporate**. Un *PPA corporate* è un **accordo privato tra un consumatore e un produttore di energia elettrica per l'acquisto dell'energia prodotta** a un prezzo definito da contratto per un certo numero di anni. **Il prezzo può essere fisso o indicizzato.**
- **Ha iniziato a diffondersi negli Stati Uniti** negli anni passati, tramite le più grandi aziende informatiche (Amazon, Google..), che hanno contrattato della capacità di generazione elettrica per coprire i loro elevati fabbisogni, per poi diffondersi in altri ambiti: **nel 2017 sono stati siglati accordi per 5,4 GW nel mondo. In Europa i contratti di lungo termine si stanno diffondendo in misura minore e concentrati nei paesi del Nord** (UK e paesi scandinavi).

PPA corporate

- In **Italia**, per quanto il meccanismo esista, ad oggi **non viene utilizzato per diversi motivi**: innanzitutto per **ragioni normative**, visto che il compratore è autorizzato a disdire il contratto in qualunque momento senza penalità (come previsto dal decreto liberalizzazione 2007), svantaggiando fortemente il produttore.
- In secondo luogo perché per entrambe le parti in gioco vi sono **due rischi da prendere in considerazione**:
 - **Rischio «prezzo»**, ovvero legato alla fluttuazione del prezzo dell'energia
 - **Rischio «controparte»**, ovvero legato alla solidità finanziaria della controparte
- **Il rischio prezzo è avvertito soprattutto dai grandi energivori, per cui i consumi elettrici sono un fattore competitivo**: questi non sono disposti a legarsi con un contratto a prezzo fisso a lungo termine, rischiando di trovarsi in una situazione di svantaggio rispetto ai competitor.
- **Il rischio controparte è avvertito maggiormente dai produttori**, che necessitano di garanzie per tutta la durata del contratto.

PPA corporate

- **Il rischio controparte può essere eliminato dallo Stato, che può porsi come garante del contratto; il rischio prezzo può venire mitigato con una fissazione del prezzo «indicizzata»,** ovvero legata all'evoluzione del mercato. Questa configurazione è però ovviamente meno gradita ai produttori che hanno bisogno di maggiori garanzie.
- **Nella bozza del decreto sulle rinnovabili vi è una sezione dedicata ai PPA, per cui verrà creata una piattaforma «ad hoc» nei prossimi mesi.** Questo sicuramente può aiutare la creazione di un mercato, ma non lo si ritiene sufficiente per quanto detto in precedenza: ad ora gli operatori sembrano preferire la via delle aste.

BOX 7: Un caso di PPA con controparte privata in Italia

- Nei primi mesi del **2018** è stato siglato il **primo PPA corporate in Italia**, tra Engie come produttore di energia elettrica e Wienerberger come consumatore.
- L'accordo ha una **durata di 5 anni**, dal 2018 al 2022, e prevede un prezzo definito per l'intera durata del contratto: l'energia verrà prodotta tramite impianti fotovoltaici di proprietà di **Engie**, ed acquistata dagli stabilimenti di produzione di laterizi di **Wienerberger**.
- L'altra possibilità di **PPA** già esistente e applicata in Italia è quella con un trader come controparte: è il caso, per esempio, dell'impianto entrato in funzione a Montalto di Castro, il primo in *market parity* in Italia.

Indice sezione

L'analisi della sostenibilità economica degli investimenti in rinnovabili nello scenario SEN

L'analisi della sostenibilità economica degli investimenti in rinnovabili nello scenario SEN: i costi per lo Stato dei meccanismi di supporto

La proposta di un *contract for difference* con banda di oscillazione

Una proposta per un *contract for difference* «con banda di oscillazione»

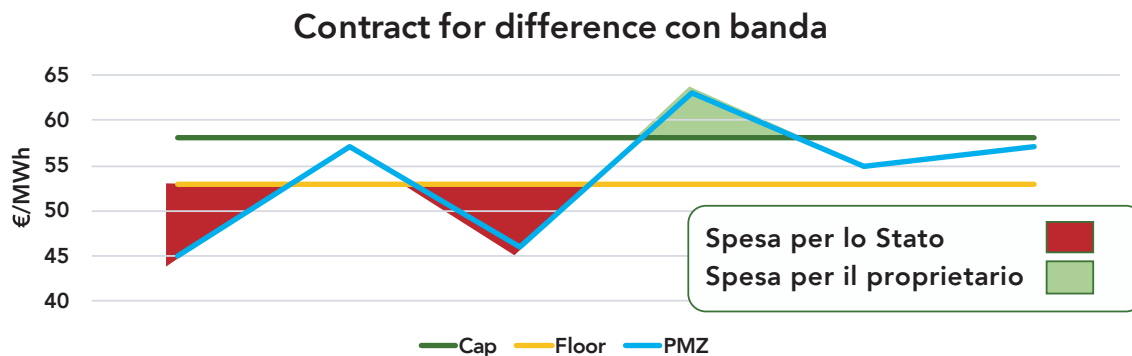
- Da quanto emerso dall'analisi fatta, appare evidente come via sia **un possibile «disallineamento» tra gli obiettivi di installazione di nuova potenza da rinnovabili prevista dalla SEN e la effettiva sostenibilità economica di questi investimenti.**
- **In un contesto dove** – come visto – **i PPA corporate non paiono ancora sufficientemente «maturi»** e necessitano di un »accompagnamento« (peraltro appunto previsto dalla SEN) attraverso CFD che abbiano come controparte lo Stato, **anche la forma attualmente prevista per i CFD pare mostrare più di qualche limite**
- Appare necessario trovare **un meccanismo più efficace nella distribuzione dei rischi e dei ritorni, o in alternativa rivedere le previsioni di sviluppo.**

Una proposta per un *contract for difference* «con banda di oscillazione»

- Se si vuole perseguire la prima strada, ovvero la definizione di un meccanismo di accompagnamento più efficace, la **discussione con gli operatori del settore e partner della ricerca**, ci ha permesso di **formulare una ipotesi di strumento alternativo**.
- **Questa ipotesi** – che in realtà ha già degli antecedenti ad esempio nel sistema ... australiano – **ha le caratteristiche di un CFD a due vie «con banda di oscillazione»**.
- Un **CFD con banda** è assimilabile a un contratto a due vie, ma vengono definiti due valori invece che fissare uno *strike price*: il **prezzo inferiore, floor, e il prezzo superiore, cap**:
 - **PUN < floor**: la controparte, ipotizziamo lo Stato, paga la differenza
 - **Floor < PMZ < cap**: il proprietario riceve il PMZ
 - **PUN > cap**: il proprietario dell'impianto restituisce la differenza

Una proposta per un *contract for difference* «con banda di oscillazione»

- Nel grafico sottostante viene illustrato il funzionamento di un CFD con banda:
 - Quando il **PMZ** (in azzurro) è inferiore al *floor* (nell'esempio sottostante posto a **53 €/MWh**) lo **Stato** è tenuto a **corrispondere la differenza al proprietario dell'impianto** (segnata in rosso)
 - Quando invece il **PMZ** sale sopra al *cap* (nell'esempio sottostante posto a **58 €/MWh**) è il **proprietario dell'impianto** a dover corrispondere la **differenza allo Stato** (in verde)



Una proposta per un *contract for difference* «con banda di oscillazione»

- Nelle slide che seguono, si è simulato il bilancio (a livello di singolo impianto e poi complessivo) dell'applicazione di questo CFD «con banda di oscillazione» ai medesimi scenari visti in precedenza.
- Per facilitare il raffronto diretto, si è aggiunta una colonna ai risultati già commentati in precedenza.
- Per quanto riguarda la definizione della «banda» le ipotesi fatte sono le seguenti:
 - **Floor = 53 €/MWh**
 - **Cap = 58 €/MWh**
- Le ipotesi riguardanti gli scenari di prezzo e gli impianti considerati sono state mantenute identiche.

SCENARI	Contract for difference A due vie		Contract for difference A due vie con banda
	PUN stabile	Strike price 50 €/MWh	Strike price 60 €/MWh
PUN in crescita	Strike price 50 €/MWh	Strike price 60 €/MWh	Floor = 53 €/MWh Cap = 58 €/MWh
PMZ = 0			

Una proposta per un *contract for difference* «con banda di oscillazione»

- La tabella di seguito riporta i risultati dell'analisi per il singolo impianto:

Scenario di prezzo	Impianto	CFD a due vie						CFD a due vie con banda		
		Strike price 50 €/MWh			Strike price 60 €/MWh			Floor = 53 €/MWh Cap = 58 €/MWh		
		IRR levered	PBT	Costo a Impianto per lo Stato*(€)	IRR levered	PBT	Costo a Impianto per lo Stato*(€)	IRR levered	PBT	Costo a Impianto per lo Stato*(€)
PUN stabile	FV Nord	1,3%	> VU	2.940.083	6,2%	> VU	- 2.195.698	3,6%	> VU	312.267
	FV Centro	4,4%	> VU	1.060.498	10,9%	10	- 4.717.256	7,0%	27	- 1.404.822
	FV Sud	8,1%	23	1.860.185	16,0%	7	- 4.559.542	11,8%	10	- 1.237.670
	Eolico	4,2%	> VU	4.248.187	7,8%	24	- 3.913.442	5,3%	> VU	- 168.067
PUN in crescita	FV Nord	3,6%	> VU	7.217.571	7,7%	26	2.081.790	3,6%	> VU	3.762.974
	FV Centro	6,2%	> VU	5.742.660	11,8%	10	- 35.094	9,2%	22	2.234.707
	FV Sud	9,7%	22	7.716.222	16,5%	7	1.296.495	13,7%	9	3.497.071
	Eolico	5,1%	> VU	11.011.302	8,5%	24	2.849.674	6,9%	29	5.301.980

Una proposta per un *contract for difference* «con banda di oscillazione» *unlevered*

		CFD a due vie						CFD a due vie con banda		
		Strike price 50 €/MWh			Strike price 60 €/MWh			Floor = 53 €/MWh Cap = 58 €/MWh		
Scenario di prezzo	Impianto	IRR <i>unlevered</i>	PBT	Costo a Impianto per lo Stato*(€)	IRR <i>unlevered</i>	PBT	Costo a Impianto per lo Stato*(€)	IRR <i>unlevered</i>	PBT	Costo a Impianto per lo Stato*(€)
PUN stabile	FV Nord	1,3%	> VU	2.940.083	6,2%	> VU	- 2.195.698	3,4%	> VU	312.267
	FV Centro	4,4%	> VU	1.060.498	10,9%	10	- 4.717.256	4,8%	> VU	- 1.404.822
	FV Sud	8,1%	23	1.860.185	16,0%	7	- 4.559.542	6,5%	26	- 1.237.670
	Eolico	4,2%	> VU	4.248.187	7,8%	24	- 3.913.442	4,7%	> VU	- 168.067
PUN in crescita	FV Nord	3,6%	> VU	7.217.571	7,7%	26	2.081.790	4,7%	> VU	3.762.974
	FV Centro	6,2%	> VU	5.742.660	11,8%	10	- 35.094	6,0%	> VU	2.234.707
	FV Sud	9,7%	22	7.716.222	16,5%	7	1.296.495	7,7%	21	3.497.071
	Eolico	5,1%	> VU	11.011.302	8,5%	24	2.849.674	6,0%	> VU	5.301.980

Una proposta per un *contract for difference* «con banda di oscillazione»

- La tabella di seguito riporta i risultati dell'analisi per lo Stato:

		CFD a due vie semplice		CFD a due vie con banda
		Strike price 50 €/MWh	Strike price 60 €/MWh	Floor = 53 €/MWh Cap = 58 €/MWh
Scenario di prezzo	Impianto	Costo Tot per lo Stato* (M€)	Costo Tot per lo Stato* (M€)	Costo Tot per lo Stato* (M€)
PUN stabile	FV Nord 155 impianti	456	-340	48
	FV Centro 129 impianti	137	-609	-181
	FV Sud 160 impianti	289	-730	-198
	Eolico 303 impianti	1.394	-1.285	-55
	TOT	2.275	-2.963	-386
PUN in crescita	FV Nord 155 impianti	1.119	323	583
	FV Centro 129 impianti	741	-5	288
	FV Sud 160 impianti	1.235	207	560
	Eolico 303 impianti	3.614	935	1.740
	TOT	6.709	1.461	3.171

Una proposta per un *contract for difference* «con banda di oscillazione»

- I risultati presentati non lasciano molto spazio di manovra, se non per uno **strike price a 60 €/MWh**: la «banda» in questo caso non sembra garantire le condizioni necessarie a uno sviluppo del mercato.
- Appare però evidente che l'ultimo caso presentato, il **CFD «con banda di oscillazione»**, ha l'effetto di **mitigare il rischio tra le due parti: se fissata adeguatamente**, la «banda» può portare a **risultati positivi sia per lo Stato che per i proprietari di impianti** e può quindi più facilmente **portare il mercato verso la necessaria maturità dei PPA Corporate** (dove peraltro potrebbe usarsi il medesimo sistema, volendo). Bisogna inoltre considerare che i risultati sono fortemente «ancorati» **alla situazione attuale di costi**: una riduzione dei **CAPEX** nelle due tecnologie può portare i risultati **entro la soglia di accettabilità**.
- Il CFD «con banda di oscillazione» è una **possibile risposta, certo non l'unica, al tema sollevato**. Di certo è però necessario che una soluzione venga trovata, attraverso il coinvolgimento di tutti gli attori e *stakeholder* del mercato. **La posta in gioco – non solo la SEN ma evidentemente anche il rilancio dell'intero sistema economico connesso alle rinnovabili – è troppo alta perché non vi sia la volontà di raggiungere l'obiettivo**.

Box 8: E se il prezzo zonale fosse pari a 0?

- È stato **ipotizzato uno scenario possibile per il futuro**, dovuto alle ingenti installazioni di fotovoltaico ed eolico previste dalla SEN.
- Ipotizziamo che **tutto l'impatto dell'operazione si riversi sugli impianti fotovoltaici**.
- Se il numero di ore a PMZ quasi nullo del 2014 sembra eccessivamente elevato, quello del 2013 non sembra invece irragionevole: **ipotizziamo quindi circa 500 ore di PZ prossimo allo 0 all'anno totali per tutte le zone. Di queste consideriamo solo quelle «diurne», cioè l'80% del totale**.
- Utilizzando la ripartizione geografica vista in precedenza viene qui presentato il **numero di ore annuali ipotizzato di PZ = 0**, a cui si farà riferimento per calcolare il costo per lo Stato.

Zona	NORD	CNOR	CSUD	SARD	SUD	SICI
Ore totali	11	55	55	98	98	98

- Con le ipotesi attuali, e considerando la ripartizione per zona utilizzata per i precedenti calcoli, abbiamo valutato la spesa totale per lo Stato come:

$$\sum_i (n^{\circ} \text{impianti}_i * \text{strike price}) * (30\text{MW} * n^{\circ} \text{ore}_i)$$

i = Nord, Centro, Sud

**Spesa per unità
di energia prodotta
[€/MWh]**

**Energia
prodotta
[MWh]**

- I risultati ottenuti con le ipotesi presentate mostrano una spesa aggiuntiva di circa **100 M€** annui. Distribuiti sui 20 anni della durata del contratto si arriva a circa **2 mld €** da aggiungere agli scenari presentati in precedenza.

Spesa annua (M€)	Strike price 50 €/MWh	Strike price 60 €/MWh	Floor = 53 €/MWh Cap = 58 €/MWh
Nord	2,6	3,1	2,7
Centro	21,3	25,5	22,6
Sud	70,8	85,0	75,0
TOT	94,7	113,6	100,3



POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS



Revamping e Repowering: il quadro degli interventi e la survey degli operatori

5

Partner



CVA



EDISON
EDF GROUP



renewables



enel x



MEDIOCREDITO ITALIANO

Con il patrocinio di



Obiettivi della sezione

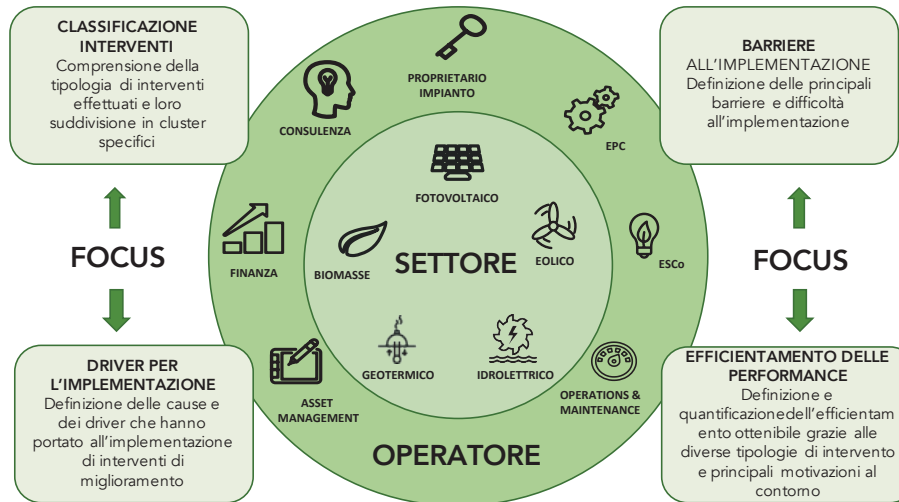
- Nelle sezioni precedenti di questo Rapporto si è guardato allo «stato delle installazioni e del mercato» delle rinnovabili in Italia e lo si è confrontato con lo stato delle installazioni e del mercato delle rinnovabili in alcuni Paesi europei presi come benchmark.
- L'obiettivo di questa sezione è invece quello di **investigare quali siano la percezione e le aspettative dei principali player del mercato italiano relativamente alle attività di *revamping/repowering*** sull'attuale parco installato di generazione da rinnovabili.
- A questo scopo è stata realizzata una **survey** estensiva agli operatori di mercato appartenenti alle diverse filiere del comparto. Nel complesso sono stati raccolti **330 questionari**, che rappresentano un campione significativo di operatori nel fotovoltaico, eolico, idroelettrico, geotermico e biomasse. I risultati sono poi stati ulteriormente validati dal confronto con un **panel di ricercatori ed esperti del settore**.

Obiettivi della sezione

- La mappa che si è ottenuta per le diverse fonti e che è presentata – prima in aggregato e poi in maniera dettagliata per le singole fonti - nelle slide di seguito ha consentito di identificare:
 - **La propensione all'attività di revamping/repowering**, ossia la percentuale di operatori che ha effettuato o intende effettuare interventi sul parco installato che ha in proprietà/gestione
 - per i **casi in cui sono stati effettuati gli interventi**:
 - **le tipologie di interventi**
 - **le ragioni che hanno portato ad effettuarli**, ossia il trigger che è alla base dell'attività di revamping/repowering
 - **i benefici** derivanti in termini di incremento delle performance e/o della produzione
 - per i **casi in cui non sono stati effettuati gli interventi**:
 - le **barriere** all'implementazione
- La forma di rappresentazione utilizzata è riportata nella slide seguente.

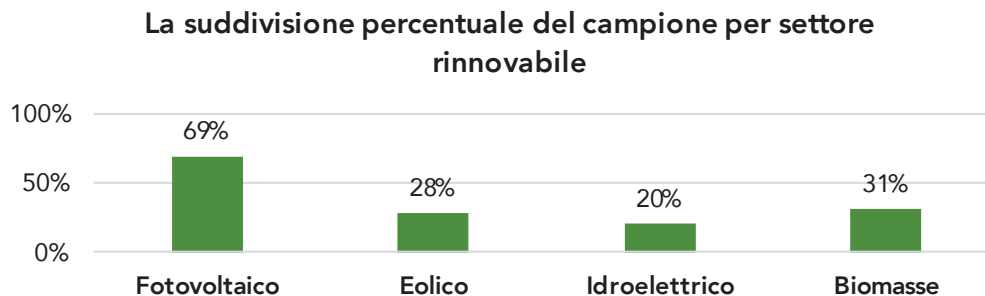
Obiettivi della sezione

- Di seguito riportiamo la struttura utilizzata nella survey per ciascun settore rinnovabile, identificando in particolare i **settori analizzati**, le **attività** e i **principali temi trattati**:



Il campione di indagine

- Nel complesso sono stati raccolti **330 questionari**, che rappresentano un campione significativo di operatori nel fotovoltaico, eolico, idroelettrico, geotermico e biomasse. I risultati sono poi stati ulteriormente validati dal confronto con un **panel di ricercatori ed esperti del settore**.
- Il grafico riporta la **suddivisione percentuale** delle aziende del campione che hanno partecipato alla survey in termini di **settori rinnovabili di appartenenza**.

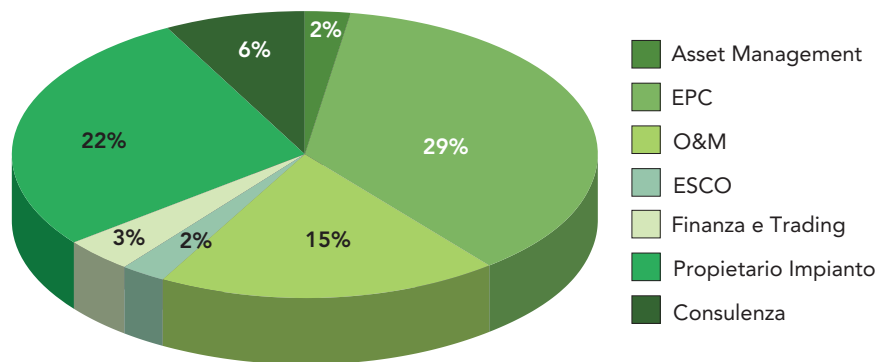


- E' opportuno sottolineare come **alcuni operatori** che hanno risposto alla survey, siano **attivi contemporaneamente su più filiere delle rinnovabili**.

Il campione di indagine

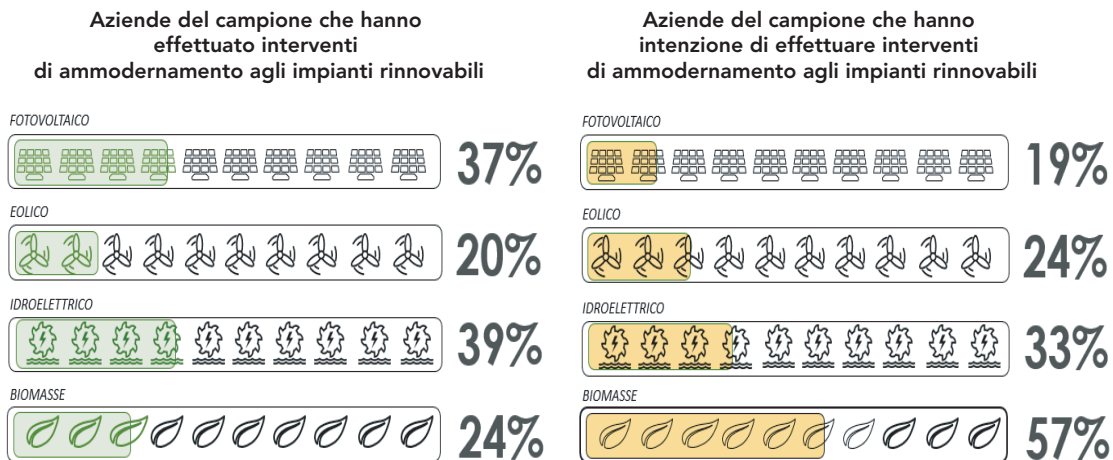
- Il grafico riporta la **suddivisione percentuale** delle aziende del campione che hanno partecipato alla survey in termini di **categorie di operatori**. La categoria più rappresentata è quella degli **EPC**, seguita dai **proprietari degli impianti**. Le prime tre categorie (**EPC, O&M, Proprietari d'impianto**) contano complessivamente per oltre il **65% del totale delle risposte**.

Ripartizione percentuale del campione per categoria di operatore



I risultati della survey: una visione d'assieme

- Il seguente grafico riporta la percentuale di aziende del campione operanti nel settore di riferimento che hanno **effettuato interventi di revamping/repowering** a confronto con le aziende che **hanno intenzione di effettuare gli interventi nel prossimo futuro** (ossia che li hanno pianificati e/o in corso di esecuzione).

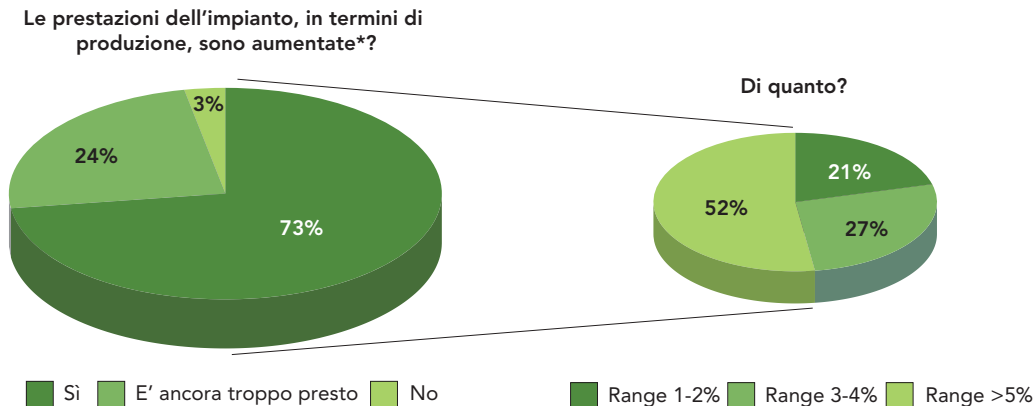


I risultati della survey: una visione d'insieme

- **Complessivamente il 41% degli operatori dichiara di avere già effettuato interventi di ammodernamento, ed un ulteriore 20% dichiara di averli in programma.** Ne consegue che – generalizzando i risultati – più della metà del **parco rinnovabile italiano (per potenza installata) è stato o sarà soggetto ad interventi di revamping/repowering.**
- Un numero che preso singolarmente è **notevole ma sconta il fatto di tenere conto del vecchio idroelettrico già ammodernato durante i vecchi certificati verdi.** Purtroppo, l'ottimo risultato generale non è dovuto al **fotovoltaico ed eolico**, dove **l'evoluzione tecnologica è stata più marcata ed ha portato in dote un notevole incremento** dell'efficienza di produzione. Tuttavia, ad oggi, non è stato trasmesso sul parco installato nazionale con i relativi mancati guadagni sia in termini **economici** che di **produzione «verde».**
- La propensione agli interventi di ammodernamento è però piuttosto variegata se si guarda alle diverse fonti, **passando dal caso delle biomasse che** – nonostante la citata crisi degli investimenti nel mercato primario – **sembra catalizzare gli interessi di revamping/repowering soprattutto alla luce del nuovo decreto che incentiva il biometano per uso nei trasporti**, sino al caso dell'idroelettrico dove l'oltre 60% dichiara di aver già fatto o intenzione di effettuare interventi di ammodernamento.

I risultati della survey: una visione d'insieme

- Laddove sono stati effettuati gli interventi, gli **incrementi di prestazione a valle dell'ammmodernamento sono evidenti e significativi**. Se appare abbastanza scontato che una grande percentuale (quasi il 75%) del campione abbia riscontrato aumenti di performance, è interessante notare **che più di metà di questi abbia registrato incrementi superiori al 5%**.

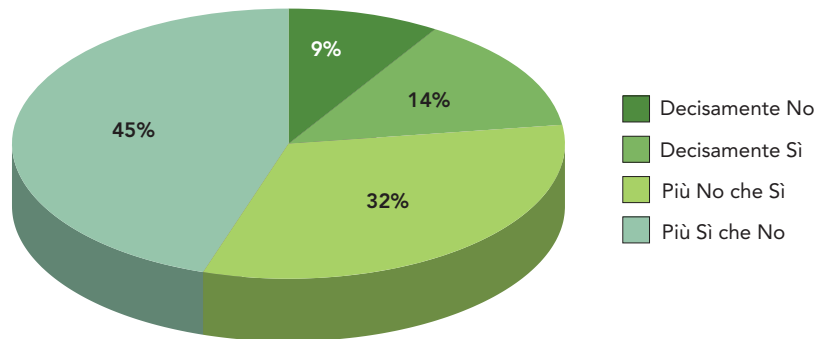


(*)Le prestazioni dell'impianto vengono considerate sulla produzione effettiva rispetto alla produzione teorica.

I risultati della survey: una visione d'insieme

- **Gli interventi effettuati sono stati anche – con una certa cautela a dire il vero, con la grande maggioranza (più del 75%) che si pone su posizioni più intermedie – supportati dalla possibilità di preparare il proprio impianto allo sfruttamento delle potenzialità del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, ossia il mercato dove Terna si approvvigiona delle risorse necessarie per il bilanciamento dei flussi energetici sulla rete elettrica nazionale.**

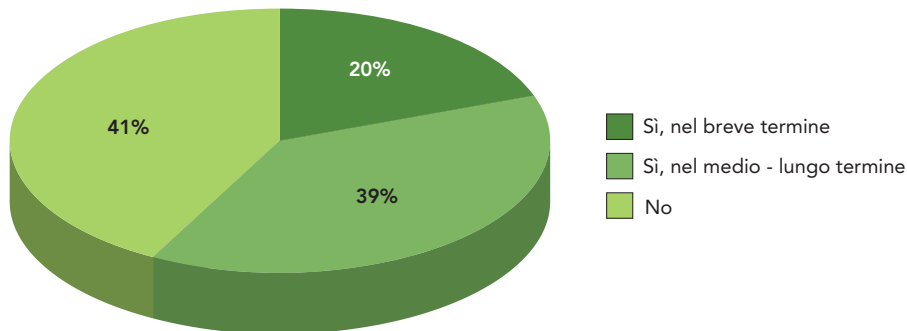
Possibilità che l'MSD possa costituire una fonte di guadagno



I risultati della survey: una visione d'insieme

- Non è un caso, infatti, che ben il **60%** degli intervistati abbia risposto **positivamente** alla volontà di **inserire sistemi di accumulo/storage dell'energia e pompaggi** all'interno di **parchi di generazione di energia rinnovabile**.
- Un segno che i sistemi di accumulo stanno iniziando ad interessare gli operatori, anche se ancora due terzi di questi pensano che l'implementazione avverrà nel medio-lungo termine.

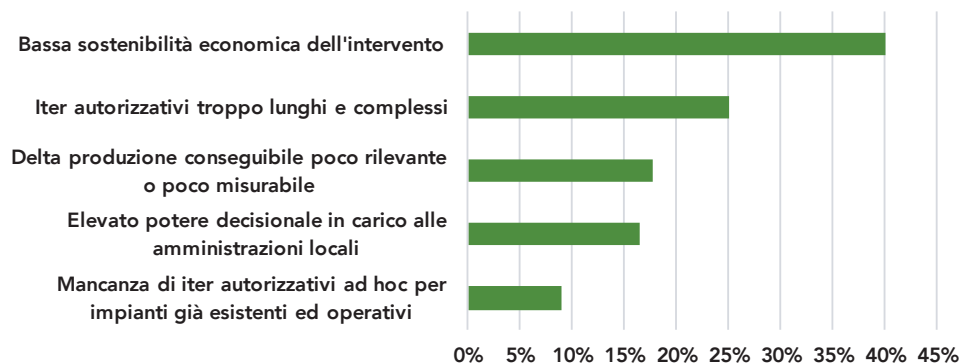
Inserimento di sistemi di accumulo/storage dell'energia / pompaggio all'interno di impianti rinnovabili



I risultati della survey: una visione d'insieme

- Coloro che invece non hanno effettuato e non hanno in piano interventi di ammodernamento (il 40% complessivo del campione) hanno indicato **la bassa sostenibilità economica come il maggior elemento di criticità, seguito però da problematiche a livello legislativo**: queste riguardano la **complessità degli iter legislativi**, l'elevato potere in mano alle **PA locali** e la mancanza di iter ad hoc per impianti già operativi.

Principali barriere all'implementazione di interventi di ammodernamento



BOX 1: Il campione dei principali operatori di mercato

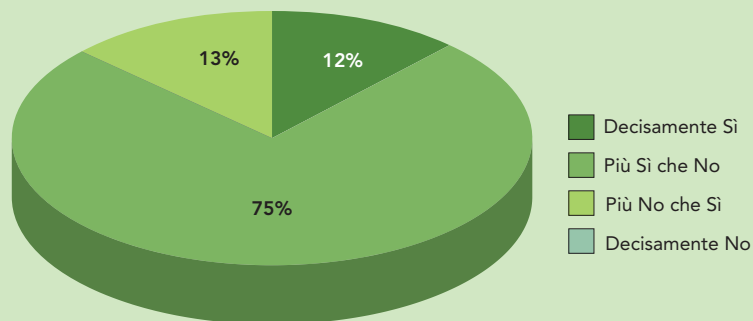
- I risultati presentati nelle slide precedenti sono frutto di elaborazioni fatte su un campione comprendente **diverse tipologie di operatori**, con lo scopo di dare una **fotografia a 360 gradi di tutto il mercato**.
- È però interessante anche focalizzare l'analisi sui *player* più «rappresentativi» del mercato, ovvero **sui proprietari di asset che «pesano» con i loro impianti per diverse decine o centinaia di MW l'uno sul mercato e che rimangono nella «top 10» per base installata in Italia nella loro categoria**.
- **Se si limita l'analisi a questi operatori, il quadro che esce è ancora più interessante per quanto riguarda la propensione agli interventi di revamping/repowering.**

5. Revamping e Repowering: il quadro degli interventi e la survey degli operatori

- Il **55%** dei principali operatori di mercato ha effettuato, o effettuerà a breve, interventi di **revamping/repowering**, ed un ulteriore **10%** lo sta pianificando. Questo è ancor più vero per il **fotovoltaico e l'eolico** dove la **quasi totalità dei soggetti intervistati** o ha già fatto interventi, o pianifica di mettere «mano» ai propri impianti nel breve termine, mentre per **le biomasse oltre l'80%** riferisce che ad oggi non ha ancora effettuato interventi ma **che li prevede di fare nei prossimi 2 anni**.
- Considerando il **parco installato** sotto il controllo di questi operatori, **la potenza complessivamente soggetta a revamping/repowering arriva a circa 3.000-3.500 MW** da fonte rinnovabile, ovvero il **6%** del totale del parco installato italiano. Di fatto sono «numeri» ancora poco significativi.

- **La maggior competenza tecnica di questi operatori li porta a valutare in maniera decisamente più positiva l'apertura dell'MSD** (al contrario dei piccoli operatori/operatori generici che pare siano «spaventati» dalla partecipazione a questo nuovo mercato, come testimoniano le loro risposte avverse a tale apertura) per quanto riguarda la possibilità di generare nuovi profitti parallelamente alla vendita pura dell'energia elettrica.

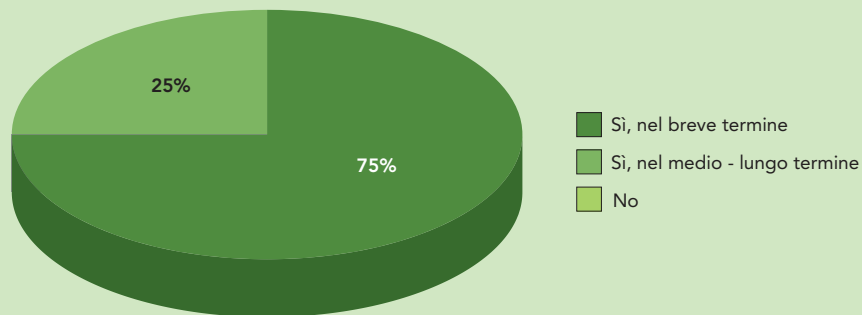
Possibilità che l'MSD possa costituire una fonte di guadagno



5. Revamping e Repowering: il quadro degli interventi e la survey degli operatori

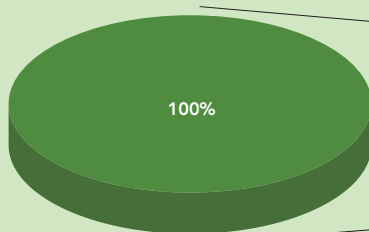
- Analogamente, gli operatori più grandi ritengono maggiormente interessante l'implementazione di un sistema di accumulo presso i loro impianti al fine di usufruire di nuove linee di ricavo future alla luce dell'apertura dell'MSD.

Inserimento di sistemi di accumulo/storage dell'energia / pompaggio all'interno di impianti rinnovabili



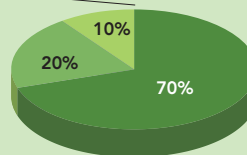
- **Anche con riferimento alle prestazioni**, in questo caso si ha una differenza importante rispetto all'analisi complessiva vista in precedenza. **Il 100% del campione ha riscontrato un aumento di prestazione e per circa il 70% questo è superiore al 5%.**

Le prestazioni dell'impianto, in termini di produzione, sono aumentate*?



■ Si ■ E' ancora troppo presto ■ No

Di quanto?

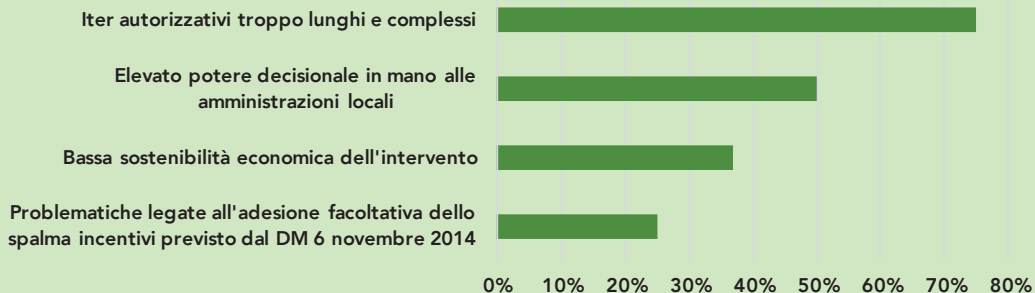


■ Range 1-2% ■ Range 3-4% ■ Range >5%

5. Revamping e Repowering: il quadro degli interventi e la survey degli operatori

- Anche con riferimento alle **principali barriere** legate all'implementazione di interventi di ammodernamento **le differenze rispetto all'analisi generale sono evidenti**. La bassa sostenibilità economica è ancora presente, ma in misura inferiore. **Ciò che invece appare molto più problematico sono le tematiche legislative e in particolare gli iter autorizzativi, considerati troppo lunghi e complessi da oltre il 70% del campione.**

Principali barriere all'implementazione di interventi di ammodernamento

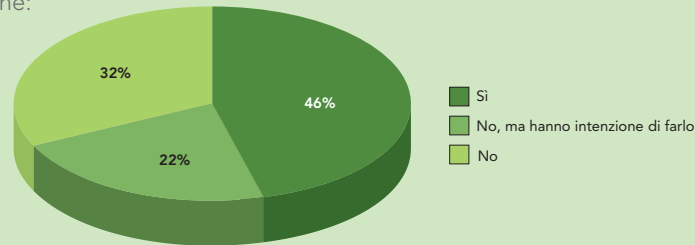


I risultati della survey: le singoli fonti

- Nelle slide che seguono, per ciascuna delle fonti analizzate, è riportata una scheda di sintesi che riassume i risultati della survey estratti per i soli operatori che hanno dichiarato di avere o gestire impianti di quella tipologia.
- In questo caso si sono evidenziate le tipologie di intervento specifiche maggiormente diffuse e la ragione per cui sono stati effettuati gli interventi.
- Si è ritenuto opportuno, infine, vista la possibilità prevista dalla normativa collegata al **Piano Industria 4.0** (come il **superammortamento al 130%** per la sostituzione di parti «mobili» degli impianti **eolici e fotovoltaici** come le pale, inverter, ecc), evidenziare per il fotovoltaico e l'eolico i casi in cui vi sia stato effettivamente l'accesso a questi **strumenti di supporto degli investimenti**.

I risultati della survey: il Fotovoltaico

- Percentuale di operatori che hanno **effettuato** interventi di revamping/repowering sui propri impianti/ impianti in gestione:



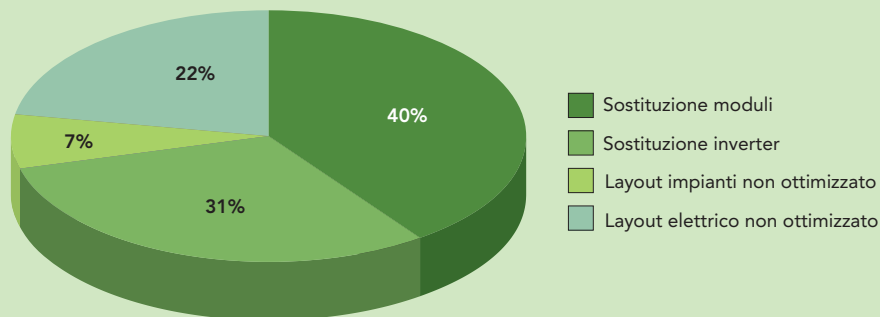
- **Principali barriere all'implementazione di interventi di *revamping/repowering* (in ordine di rilevanza):**
 1. Bassa sostenibilità economica dell'intervento
 2. Iter autorizzativi troppo lunghi e complessi
 3. Delta produzione conseguibile poco rilevante o poco misurabile
- **Ragioni per l'implementazione di interventi di *revamping/repowering* (in ordine di rilevanza):**
 1. Componenti di scarsa qualità
 2. Miglioramento prestazioni dell'impianto
 3. Gestione dell'asset non appropriata

I risultati della survey: il Fotovoltaico

- Utilizzo del superammortamento del 40% per gli interventi di *revamping/repowering*:

17%

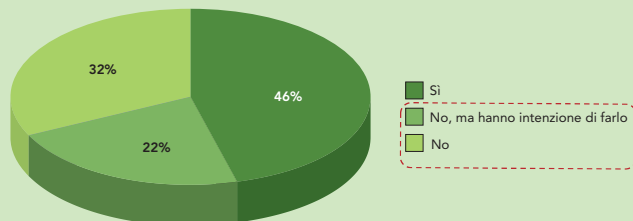
- Principali interventi di *revamping/repowering*



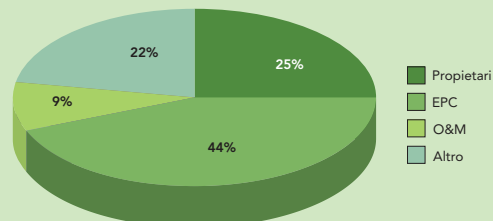
I risultati della survey: il Fotovoltaico

- I dati di dettaglio inerenti gli **operatori che non hanno effettuato interventi di ammodernamento** sono riportati di seguito.

Percentuale di operatori che non hanno **effettuato** interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:



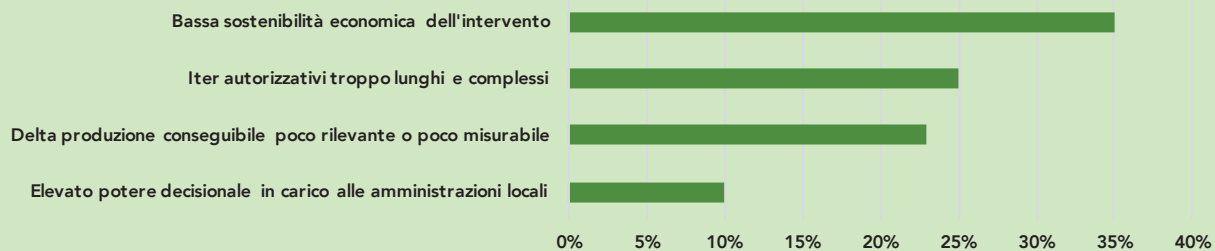
Tipologia di operatori che non hanno **effettuato** interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:



I risultati della survey: il Fotovoltaico

- I dati di dettaglio inerenti gli operatori che non hanno effettuato interventi di ammodernamento

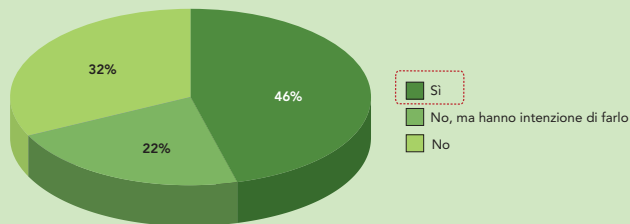
Principali barriere all'implementazione di interventi di ammodernamento



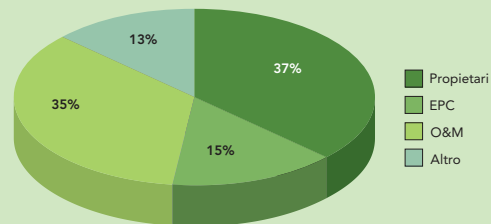
I risultati della survey: il Fotovoltaico

- I dati di dettaglio inerenti gli **operatori che hanno effettuato interventi di ammodernamento** sono riportati di seguito.

Percentuale di operatori che hanno **effettuato** interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:

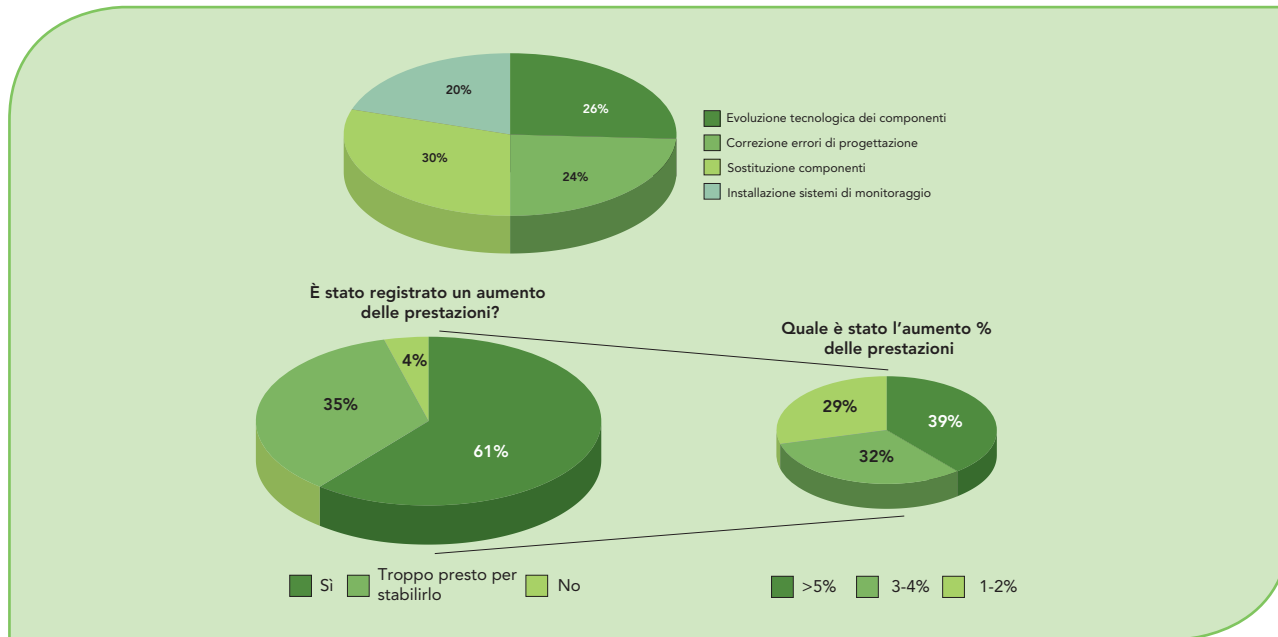


Tipologia di operatori che hanno effettuato interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:



I risultati della survey: il Fotovoltaico

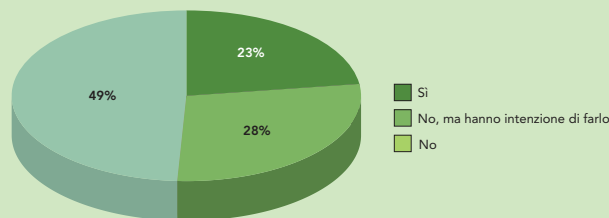
- I dati di dettaglio inerenti gli operatori che hanno effettuato interventi di ammodernamento sono



I risultati della survey: Eolico

- Di seguito sono riportati alcuni **dati raccolti e analizzati** attraverso la survey inviata ai principali attori operanti nel **settore eolico**:

- Percentuale di operatori che hanno **effettuato** interventi di revamping/repowering sui propri impianti/ impianti in gestione:



- **Principali barriere all'implementazione di interventi di *revamping/repowering* (in ordine di rilevanza):**
 1. La mancanza di iter autorizzativi ad hoc per impianti già esistenti ed operativi
 2. Bassa sostenibilità economica dell'intervento
 3. Elevato potere decisionale in carico alle amministrazioni locali
- **Ragioni per l'implementazione di interventi di *revamping/repowering* (in ordine di rilevanza):**
 1. Evoluzione tecnologica delle turbine (aumento delle loro dimensioni)
 2. Evoluzione dei sistemi di controllo
 3. Gestione dell'asset non appropriata

(*) Per revamping «light» si intende delle operazioni volte all'incremento della produzione mentre nella versione «heavy» è coadiuvato da un incremento della potenza dell'impianto.

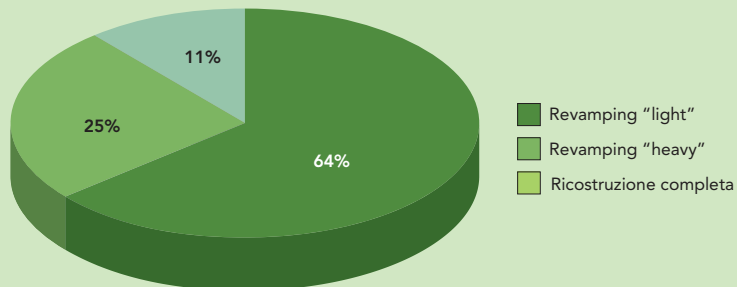
I risultati della survey: Eolico

- Di seguito sono riportati alcuni **dati raccolti e analizzati** attraverso la survey inviata ai principali attori operanti nel **settore eolico**:

- **Utilizzo del superammortamento del 40% per gli interventi di *revamping/repowering*:**

10%

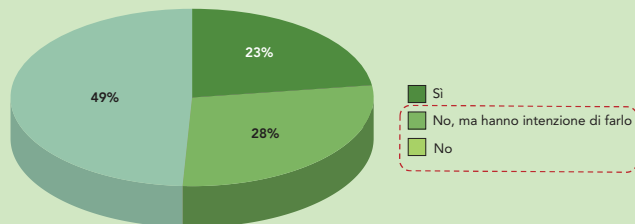
- **Principali interventi di *revamping/repowering***



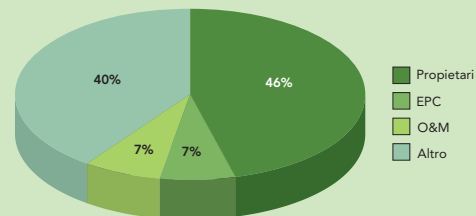
I risultati della survey: Eolico

- I dati di dettaglio inerenti gli **operatori che non hanno effettuato interventi di ammodernamento** sono riportati di seguito.

Percentuale di operatori che non hanno **effettuato** interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:



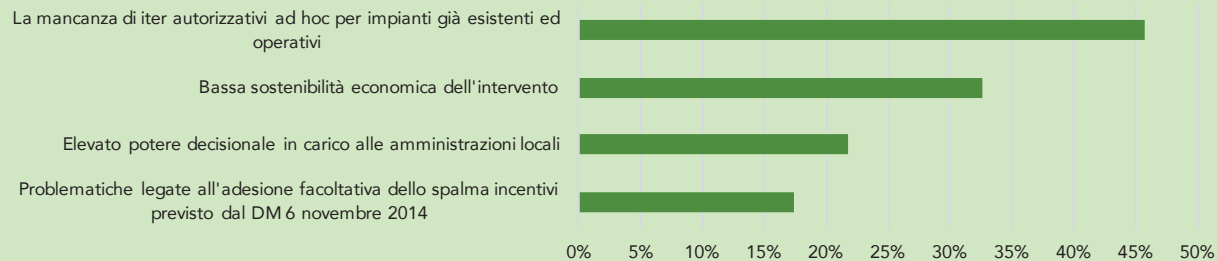
Tipologia di operatori che non hanno **effettuato** interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:



I risultati della survey: Eolico

- I dati di dettaglio inerenti gli **operatori che non hanno effettuato interventi di ammodernamento** sono riportati di seguito.

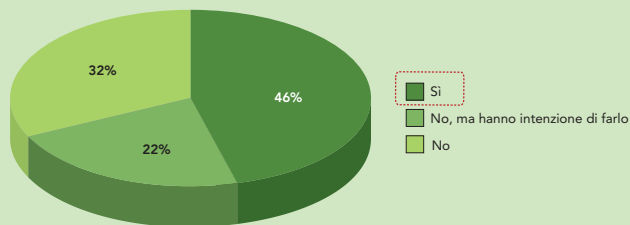
Principali barriere all'implementazione di interventi di ammodernamento



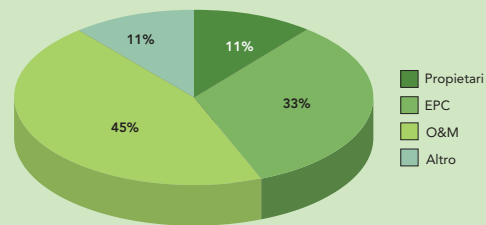
I risultati della survey: Eolico

- I dati di dettaglio inerenti gli **operatori che hanno effettuato interventi di ammodernamento** sono riportati di seguito.

Percentuale di operatori che hanno **effettuato** interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:

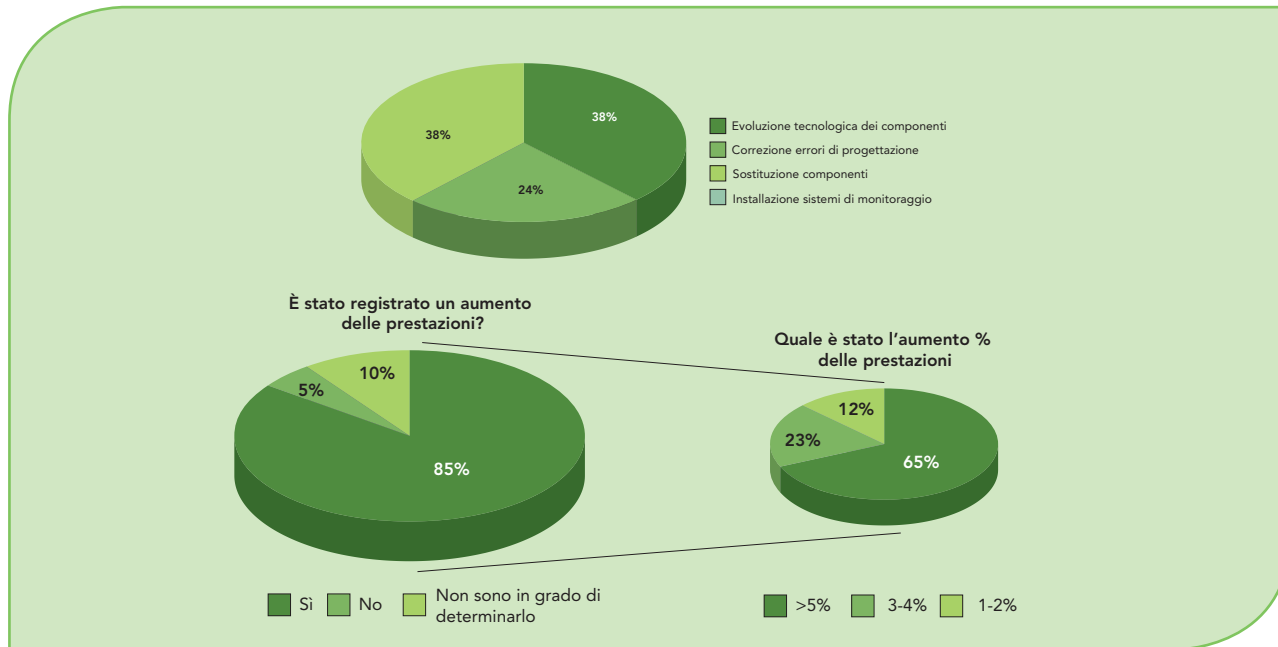


Tipologia di operatori che hanno effettuato interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:



I risultati della survey: Eolico

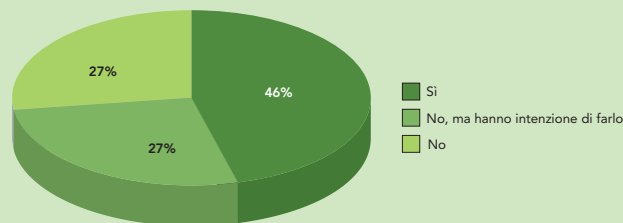
- I dati di dettaglio inerenti gli operatori che hanno effettuato interventi di ammodernamento sono riportati di seguito.



I risultati della survey: Idroelettrico

- Di seguito sono riportati alcuni **dati raccolti e analizzati** attraverso la survey inviata ai principali attori operanti nel **settore idroelettrico**:

- Percentuale di operatori che hanno **effettuato** interventi di revamping/repowering sui propri impianti/ impianti in gestione:

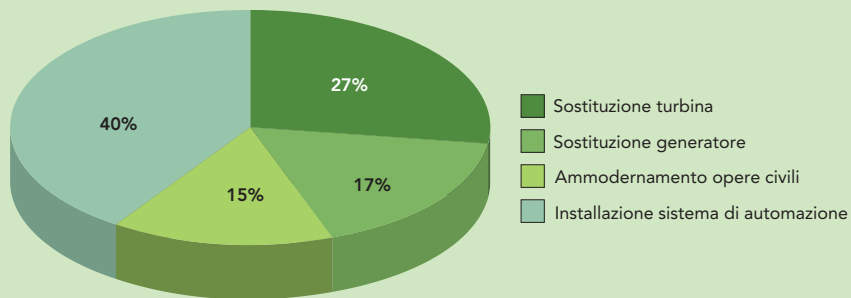


- **Principali barriere all'implementazione di interventi di *revamping/repowering* (in ordine di rilevanza):**
 1. Iter autorizzativi troppo lunghi e complessi
 2. Bassa sostenibilità economica dell'intervento
 3. Elevato potere decisionale in carico alle amministrazioni locali
- **Ragioni per l'implementazione di interventi di *revamping/repowering* (in ordine di rilevanza):**
 1. Evoluzione dei sistemi di automazione
 2. Mantenimento della sicurezza di esercizio degli impianti
 3. Componenti giunti a fine vita utile

I risultati della survey: Eolico

- Di seguito sono riportati alcuni **dati raccolti e analizzati** attraverso la survey inviata ai principali attori operanti nel **settore idroelettrico**:

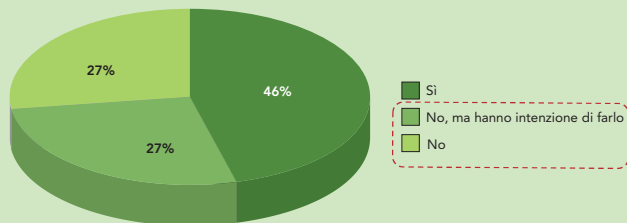
- **Principali interventi di *revamping/repowering***



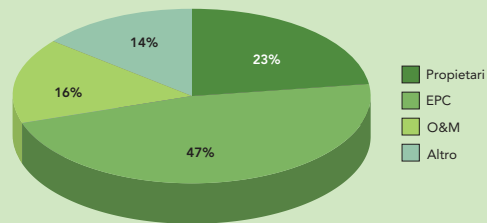
I risultati della survey: Idroelettrico

- I dati di dettaglio inerenti gli **operatori che non hanno effettuato interventi di ammodernamento** sono riportati di seguito.

Percentuale di operatori che non hanno **effettuato** interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:



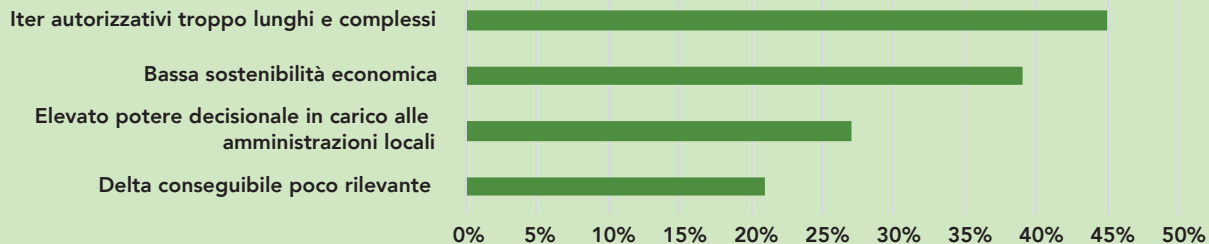
Tipologia di operatori che non hanno **effettuato** interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:



I risultati della survey: Idroelettrico

- I dati di dettaglio inerenti gli **operatori che non hanno effettuato interventi di ammodernamento** sono riportati di seguito.

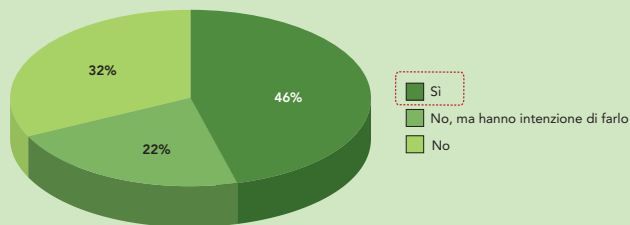
Principali barriere all'implementazione di interventi di ammodernamento



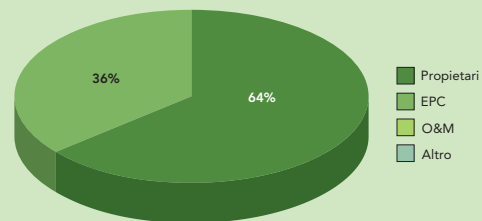
I risultati della survey: Idroelettrico

- I dati di dettaglio inerenti gli **operatori che hanno effettuato interventi di ammodernamento** sono riportati di seguito.

Percentuale di operatori che hanno **effettuato** interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:

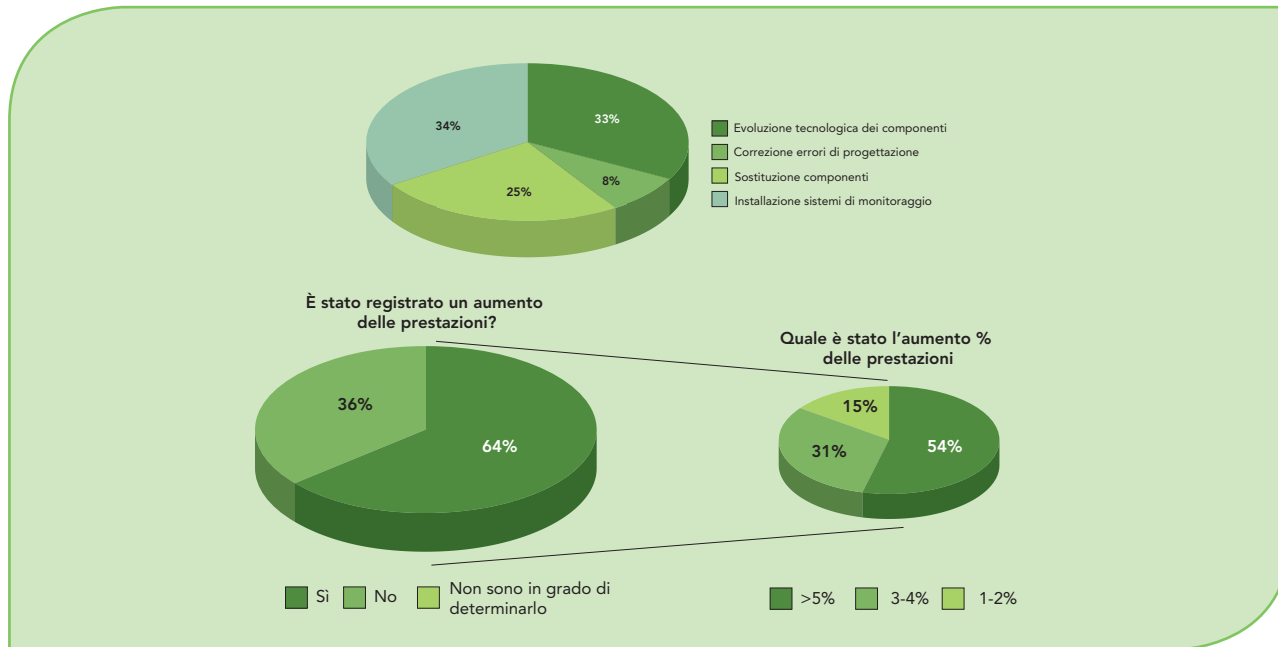


Tipologia di operatori che hanno effettuato interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:



I risultati della survey: Idroelettrico

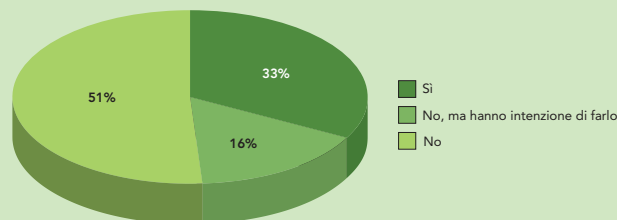
- I dati di dettaglio inerenti gli operatori che hanno effettuato interventi di ammodernamento sono riportati di seguito.



I risultati della survey: Biomasse

- Di seguito sono riportati alcuni **dati raccolti e analizzati** attraverso la survey inviata ai principali attori operanti nel **settore delle biomasse**:

- Percentuale di operatori che hanno **effettuato** interventi di revamping/repowering sui propri impianti/impianti in gestione:

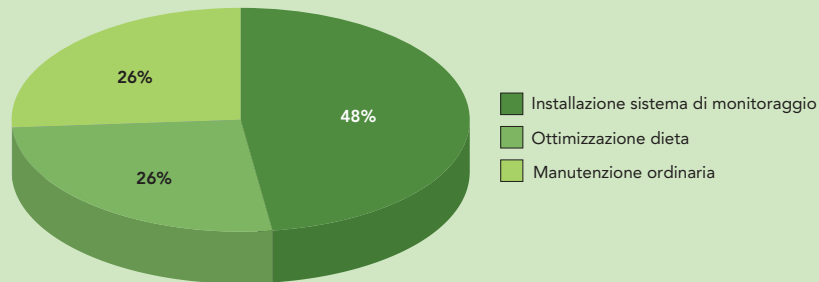


- **Principali barriere all'implementazione di interventi di *revamping/repowering* (in ordine di rilevanza):**
 1. Bassa sostenibilità economica dell'intervento
 2. Iter autorizzativi troppo lunghi e complessi
 3. Elevato potere decisionale in carico alle amministrazioni locali
- **Ragioni per l'implementazione di interventi di *revamping/repowering* (in ordine di rilevanza):**
 1. Implementazione dei sistemi di monitoraggio
 2. Upgrade dell'impianto per adeguarlo alla produzione di biometano
 3. Aumento delle ore di funzionamento dell'impianto

I risultati della survey: Biomasse

- Di seguito sono riportati alcuni **dati raccolti e analizzati** attraverso la survey inviata ai principali attori operanti nel **settore delle biomasse**:

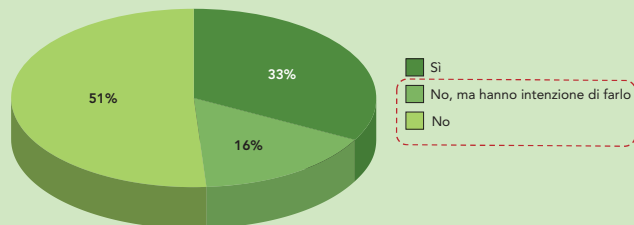
- **Principali interventi di *revamping/repowering***



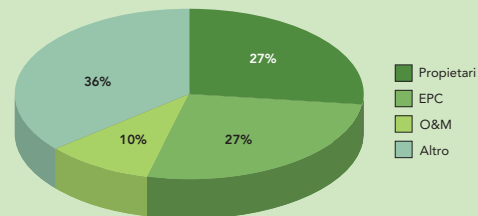
I risultati della survey: Biomasse

- I dati di dettaglio inerenti gli **operatori che non hanno effettuato interventi di ammodernamento** sono riportati di seguito.

Percentuale di operatori che non hanno **effettuato** interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:



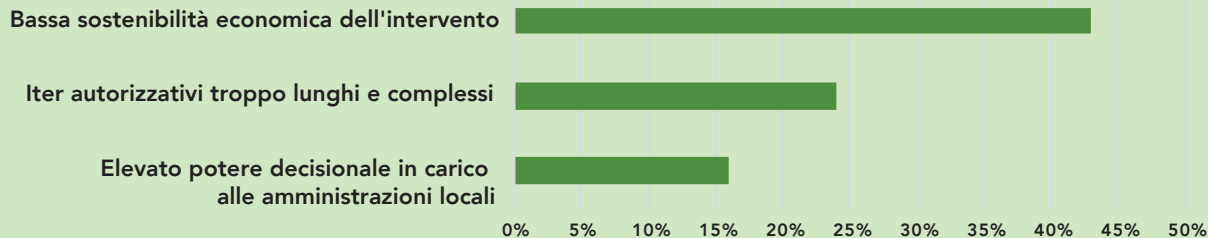
Tipologia di operatori che non hanno **effettuato** interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:



I risultati della survey: Biomasse

- I dati di dettaglio inerenti gli **operatori che non hanno effettuato interventi di ammodernamento** sono riportati di seguito.

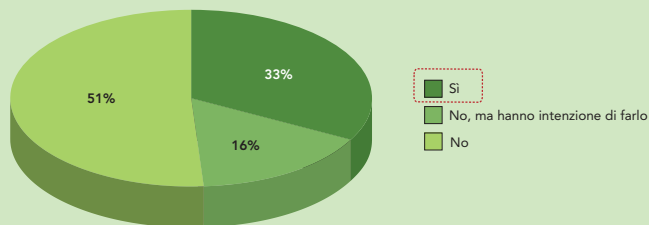
Principali barriere all'implementazione di interventi di ammodernamento



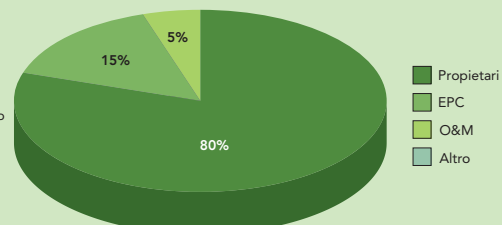
I risultati della survey: Biomasse

- I dati di dettaglio inerenti gli **operatori che hanno effettuato interventi di ammodernamento** sono riportati di seguito.

Percentuale di operatori che hanno **effettuato** interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:

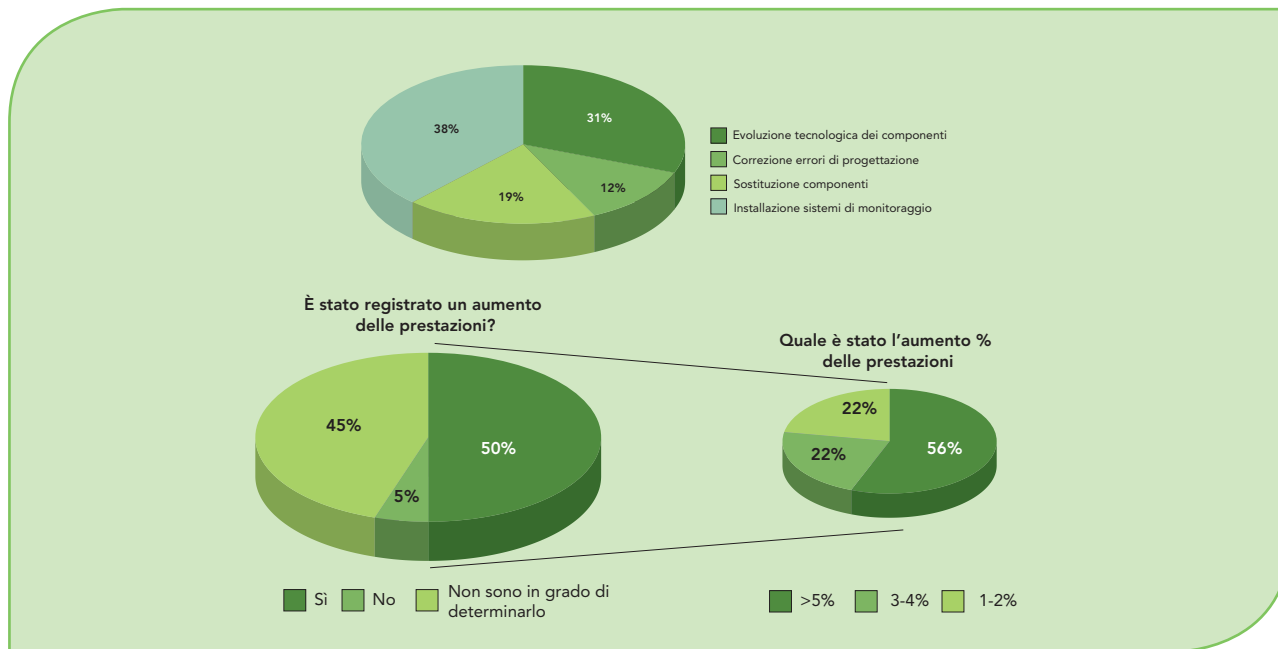


Tipologia di operatori che hanno effettuato interventi di ammodernamento sui propri impianti/impianti in gestione:



I risultati della survey: Biomasse

- I dati di dettaglio inerenti gli **operatori che hanno effettuato interventi di ammodernamento** sono riportati di seguito.



I risultati della survey: le singoli fonti

- Nel fotovoltaico, l'intervento di revamping/repowering più diffuso ha riguardato la sostituzione di moduli deteriorati oltre le previsioni iniziali riguardo il loro decadimento prestazionale (il 40% del campione). La principale **causa scatenante** è stata, per il 24% degli interventi di ammodernamento **la correzione di errori progettuali** commessi durante la fase di corsa **agli incentivi dei vari conti energia**. I risultati degli interventi sono stati decisamente positivi, con il **61% degli intervistati che dichiara aumenti del *performance ratio***. Viceversa, il maggior **freno agli interventi di ammodernamento è stata la bassa sostenibilità economica dell'intervento (per il 35% del campione)** che non ha peraltro particolarmente beneficiato dei supporti del Piano Industria 4.0 (con solo il 17% del campione che dichiara di avervi avuto accesso).
- Nell'**eolico** vi è una netta prevalenza degli interventi di **revamping «light»**, indicati dal 61% del campione come l'operazione maggiormente effettuata. Il principale motivo dietro gli interventi è da ricercarsi nell'**evoluzione tecnologica dei componenti (39%)**. **Ben l'83% degli intervistati ha registrato un aumento del PR, e per molti di loro superiore al 5% (63%)**. **Diversamente dal fotovoltaico, la principale barriera è stata la mancanza di iter autorizzativi ad hoc (46%)**.

Messaggi chiave

- **Per quanto riguarda l'idroelettrico è l'installazione dei sistemi di monitoraggio** l'intervento più «gettonato» tra gli operatori (**40%**), causato da un'evoluzione dei sistemi di automazione e monitoraggio (**26%**). Anche in questo caso **circa il 64%** degli intervistati ha registrato incrementi nel PR e più della metà di essi (**54%**) **superiori al 5%**. Come per l'eolico, **la maggior barriera è stata normativa: il 45% vede gli iter autorizzativi troppo lunghi e complessi** come la più grande difficoltà per poter implementare interventi di revamping/repowering.
- Le **biomasse** mostrano una predilezione per l'installazione **di sistemi di monitoraggio avanzati (48%)** che permettono una gestione oculata della produzione grazie al controllo simultaneo di numerose variabili che agiscono sul *digestore*. Proprio **l'evoluzione di questi sistemi** è stata indicata come la causa maggiore di implementazioni di azioni correttive (**21%**). È comunque da rilevare una buona percentuale di risposte (19%) che indicano nell'upgrade a biometano una buona opportunità per il futuro in seguito all'approvazione del decreto, che potrebbe fungere da volano per il settore. La percentuale di coloro che hanno registrato un aumento del PR è inferiore rispetto alle altre fonti, ma comunque pari al **50%**. La maggiore barriera è in questo caso la **bassa sostenibilità economica degli interventi (43%)**.

Messaggi chiave

- **Un'ultima nota di rilievo.** Gli operatori di **operation & maintenance** si dimostrano essere gli **incaricati preferiti dai detentori di asset**, sia fotovoltaici (**nel 35%** dei casi) che eolici (**nel 45%** dei casi), **per apportare gli interventi di revamping/repowering**, ovviamente quando non siano in grado di farseli in proprio.



POLITECNICO
MILANO 1863

MP

POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS



Il potenziale di mercato delle Rinnovabili in Italia nel periodo 2018-2020 **6**

Partner



CVA



renewables



MEDIOCREDITO ITALIANO

Con il patrocinio di

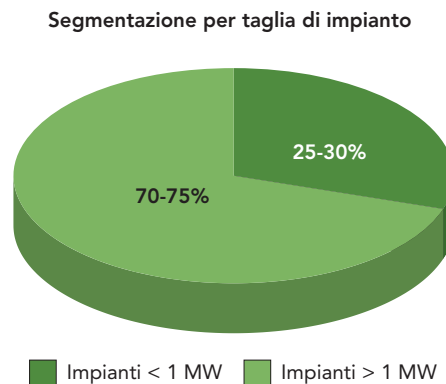
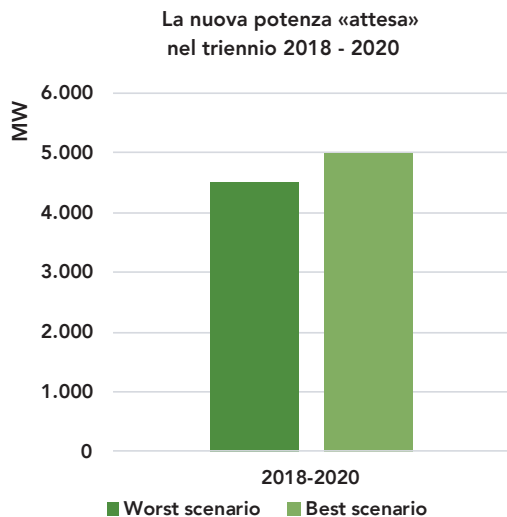


Obiettivo del capitolo

- Questo obiettivo ha **l'ambizione di trovare** una «sintesi» tra le diverse tendenze di **mercato che si sono discusse nel Rapporto**: l'andamento di crescita sostenuta delle nuove installazioni, gli obiettivi ambiziosi della SEN, l'attenzione sempre maggiore ai temi del *revamping* e *repowering*, i dubbi e le incertezze legate all'applicazione dei nuovi meccanismi di supporto previsti dal Decreto Rinnovabili, ...
- Per le due principali fonti – **fotovoltaico ed eolico** – si è provato quindi a **stimare il potenziale di nuove installazioni (incrociando i dati sulla redditività degli investimenti con il sentiment degli operatori intervistati)** e la **quota parte di potenza dell'installato attuale che sarà oggetto di *revamping/repowering*.**
- **Il confronto con gli obiettivi della SEN** e qualche ulteriore considerazione circa gli sviluppi possibili per le altre fonti rinnovabili chiudono il capitolo ed offrono **spunti di riflessione sul futuro delle rinnovabili nel nostro Paese.**

Il «mercato primario» del fotovoltaico nel periodo 2018-2020

- I grafici riportano il potenziale di mercato complessivo per il triennio 2018 – 2020 per l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici.

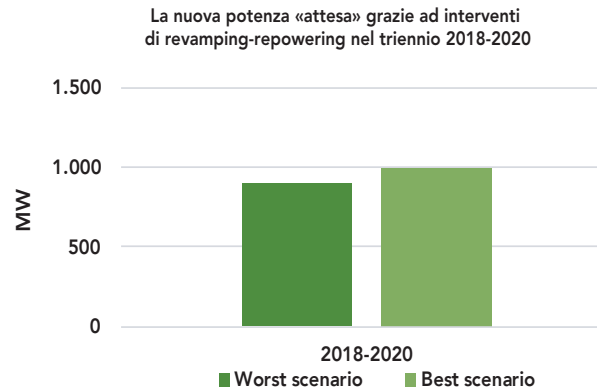


Il «mercato primario» del fotovoltaico nel periodo 2018-2020

- Come si vede, nel complesso pare ragionevole attendersi **installazioni nell'ordine dei 4,5 – 5 GW nel triennio (pari a circa 1,5 GW all'anno)**. Di questi la grande parte è ascrivibile ad **impianti di taglia medio-grande (sopra 1 MW)** con oltre **3,5 GW costituiti da impianti che probabilmente non avranno nemmeno bisogno di sistemi di supporto**.
- **Gli impianti sotto il MW saranno invece trainati dalle piccole installazioni (sotto i 20 kW)** che potrebbero – anche queste usufruendo solo delle detrazioni fiscali – raggiungere quota **1 – 1,2 GW nel triennio**.

Il revamping/repowering del fotovoltaico nel periodo 2018-2020

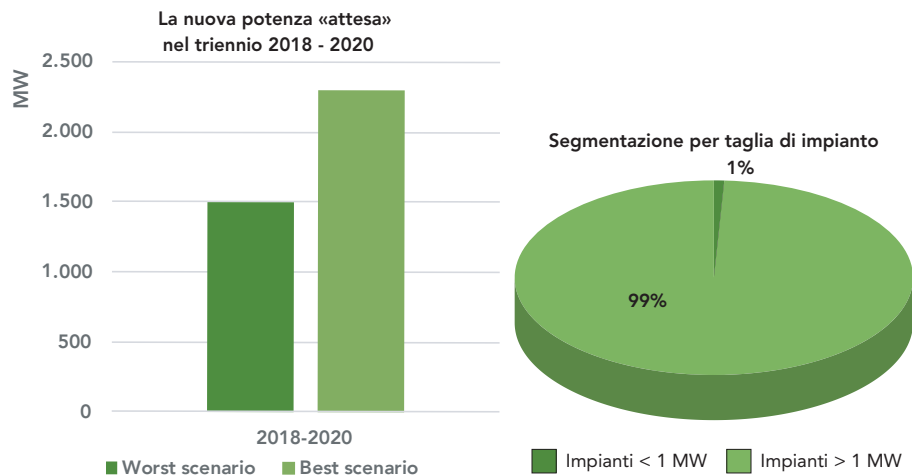
- Ulteriore *linfa* in termini di nuova capacità di generazione potrà venire dal **revamping/repowering** degli impianti fotovoltaici. **Complessivamente pare possibile arrivare a ulteriori 900 MW – 1 GW di potenza «equivalente» (*) nel triennio.**
- Appare infatti ragionevole assumere che il **repowering** interessi gli impianti incentivati nella **quota massima consentita dal documento tecnico di riferimento (DTR FV 2016)**, ossia pari a **circa 350 MW**. Il **revamping può invece interessare il 3% del parco installato**, contribuendo al recupero del deterioramento produttivo cui va inevitabilmente incontro l'installato.



(*) Come potenza «equivalente» si intende l'aumento di potenza possibile previsto dal documento tecnico di riferimento, entro il quale l'incentivo viene mantenuto, e la potenza necessaria per recuperare la produzione persa annualmente dovuto al decadimento naturale delle componenti core dell'impianto.

Il «mercato primario» dell'eolico nel periodo 2018-2020

- I grafici riportano il potenziale di mercato complessivo per il triennio 2018 – 2020 per l'installazione di nuovi impianti eolici.

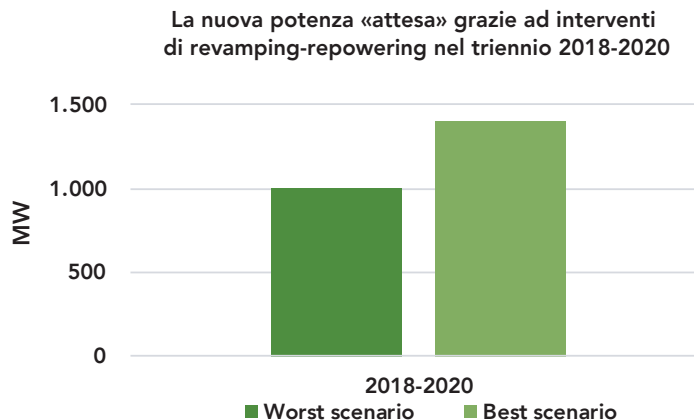


Il «mercato primario» dell'eolico nel periodo 2018-2020

- Come si vede, nel complesso pare ragionevole attendersi **installazioni nell'ordine di 1,5 – 2,2 GW nel triennio (pari a circa 600 MW all'anno)**. Largamente minoritario il ruolo del mini-eolico, mentre saranno i **parchi di medie e grandi dimensioni a catturare l'interesse degli investitori**.
- **E' interessante sottolineare come** – anche a detta degli operatori, ed in coerenza con quanto emerso dalle analisi di redditività condotte – **la quota di impianti eolici che rientreranno nel contingente previsto dal Decreto Rinnovabili è sensibilmente inferiore a quella del fotovoltaico**, con la quale comunque condivide il contingente complessivo di 4,7 GW. La ragione riguarda la minore competitività in termini di costo di generazione, soprattutto nelle aree dove la maggior ventosità si somma al maggiore irraggiamento.

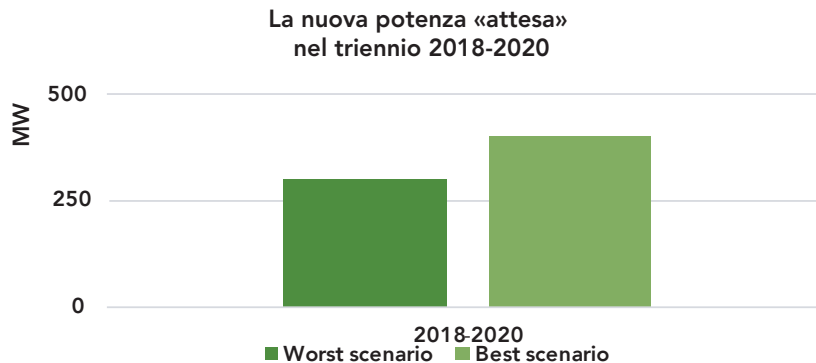
Il revamping/repowering dell'eolico nel periodo 2018-2020

- Ulteriore *linfa* in termini di **nuova capacità di generazione** potrà venire dal **revamping/repowering** degli impianti eolici. **Complessivamente pare possibile arrivare a ulteriori 1 – 1,4 GW di potenza «equivalente» (*) nel triennio.**
- **Il 70%-80% di questi interventi sarà presumibilmente di ricostruzione completa** (con la sostituzione delle vecchie «macchine» con turbine di potenza tra i **3 ed i 3,5 MW l'una**), mentre la parte restante sarà comunque soggetta ad interventi «pesanti» di risistemazione.



Il «mercato primario» delle altre rinnovabili nel periodo 2018-2020

- **Idroelettrico, geotermico e impianti alimentati da gas provenienti dalle discariche esaurite** (secondo la classificazione del Decreto Rinnovabili) giocheranno – almeno per tutto il prossimo triennio - **un ruolo da «gregario», contribuendo nel complesso per una nuova potenza installata che non andrà oltre i 400 MW** (ad un passo quindi tra i 100 ed i 130 MW complessivi all’anno, in linea con quanto osservato nel recente passato).
- A differenza delle altre fonti **non si prevede che dal mercato dell’efficiamento degli impianti** possa arrivare **nuova capacità installata** se non in **numeri esigui (nell’ordine dei 50-70 MW)** e appannaggio quasi esclusivo **del settore idroelettrico** ed in minima parte da qualche potenziamento di impianti **geotermoelettrici esistenti**.



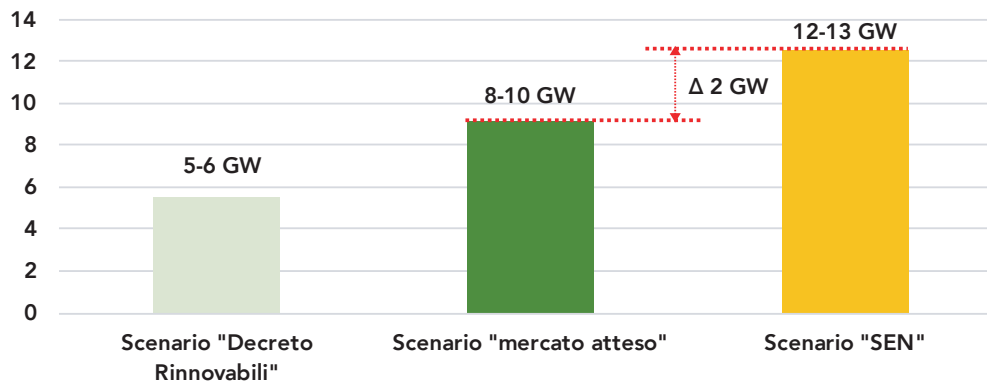
Il «mercato primario» delle fonti rinnovabili nel periodo 2018-2020: una visione d'insieme

- Il **mercato atteso delle installazioni da rinnovabili**, così come delineato nelle slide precedenti, **può essere quindi stimato nel prossimo triennio tra gli 8 ed i 10 GW complessivi**, di cui circa il **25%** (una quota quindi comunque non trascurabile) **derivante da interventi di *revamping/repowering***.
- Il **fotovoltaico** rappresenterà oltre il **55% del totale del nuovo installato**, seguito dall'**eolico con circa il 35%**. Rispetto a quanto osservato quindi rispetto **al triennio trascorso ci si attende un ulteriore «sbilanciamento» a favore della fonte solare**. Sbilanciamento che, come accennato in precedenza, sarà anche probabilmente il frutto della competizione diretta (sulla stessa quota di contingente) prevista dal nuovo Decreto Rinnovabili.
- **Se si confronta l'andamento atteso dal mercato con quanto previsto** – per il medesimo periodo – **dal Decreto Rinnovabili e dalla SEN**, si ottiene il grafico della slide seguente.

Il «mercato primario» delle fonti rinnovabili nel periodo 2018-2020: una visione d'insieme

- Il grafico seguente compara il mercato atteso (come media dei due scenari descritti nelle slide precedenti) con gli obiettivi del Decreto Rinnovabili (calcolato come somma dei contingenti previsti) e con gli obiettivi della SEN (abbondantemente descritti nel capitolo 3).

Nuova potenza installata attesa nel triennio 2018-2020



Il «mercato primario» delle fonti rinnovabili nel periodo 2018-2020: una visione d'insieme

- Il bicchiere «mezzo pieno» riguarda la distanza (tra i 2 ed i 4 GW) tra la somma dei contingenti previsti dal Decreto nel periodo 2018-2020 ed il mercato atteso. Segno comunque inequivocabile del fatto che esiste – ed è comunque significativo – un mercato delle nuove installazioni da fonti rinnovabili che **non dipende da sistemi di supporto** ed è quindi in grado di esplicitare una domanda autonoma anche nel nostro Paese.
- Il bicchiere «mezzo vuoto» riguarda invece la distanza, o meglio sarebbe a dire il **ritardo di quasi 2 GW che si accumulerebbe nel prossimo triennio rispetto agli obiettivi SEN**, considerando quindi la distanza tra il «passo» atteso delle installazioni e quello che si dovrebbe invece tenere per centrare gli obiettivi della SEN.
- **Se è vero quindi che ci si attende un «salto» nelle installazioni annuali (3 GW contro i quasi 900 del 2017, +330%), non è ancora sufficiente a garantirci il raggiungimento dell'ambizioso scenario SEN**

Il «mercato primario» delle fonti rinnovabili nel periodo 2018-2020: una visione d'insieme

- Quali le strade per aumentare le installazioni?
- Sicuramente vi è un tema – ampiamente dibattuto nel capitolo 4 – relativo a come **garantire in maniera più efficace di come si sia ipotizzato sino ad ora l'accompagnamento di fotovoltaico ed eolico verso forme pure di mercato.**
- Vi è poi la **delicata questione delle aste neutre**, che pare come visto privilegiare il fotovoltaico, ma che forse non tiene in debito conto la diversità tra le diverse fonti e la loro capacità di distribuire la produzione (che impatto avremmo sul prezzo dell'energia nelle ore centrali della giornata in una condizione «teorica» in cui tutto il contingente vada appannaggio del fotovoltaico?)
- Vi è infine - **e va ancora ricordato nonostante sia una costante ormai da quasi un decennio – l'impatto dell'incertezza politica e legislativa**, che ci fanno commentare una SEN ed un Decreto Rinnovabili (peraltro ancora in bozza) elaborate da un Governo non più in carica e con una elevata probabilità di essere riviste (anche pesantemente) da chi ne prenderà il posto.

Gruppo di lavoro

Vittorio Chiesa - *Direttore Energy & Strategy Group*

Davide Chiaroni - *Responsabile della Ricerca*

Federico Frattini - *Responsabile della Ricerca*

Damiano Cavallaro - *Project Manager*

Martino Bonalumi

Francesca Capella

Cristian Pulitano

Giulia Besozzi

Andrea Di Lieto

Laura Casolo Ginelli

Simone Franzò

Marco Guiducci

Luca Manelli

Vito Manfredi Latilla

Davide Perego

Anna Temporin

Andrea Urbinati

Con la collaborazione di:

Tommaso Carlo Maria Zattra, Edoardo Vimercati

La School of Management

La School of Management del Politecnico di Milano è stata costituita nel 2003.

Essa accoglie le molteplici attività di ricerca, formazione e alta consulenza, nel campo del management, dell'economia e dell'industrial engineering, che il Politecnico porta avanti attraverso le sue diverse strutture interne e consortili.

Fanno parte della Scuola: il Dipartimento di Ingegneria Gestionale, i Corsi Undergraduate e il PhD Program di Ingegneria Gestionale e il MIP, la Business School del Politecnico di Milano che, in particolare, si focalizza sulla formazione executive e

sui programmi Master.

La Scuola può contare su un corpo docente di più di duecento tra professori, lettori, ricercatori, tutor e staff e ogni anno vede oltre seicento matricole entrare nel programma undergraduate.

La School of Management ha ricevuto, nel 2007, il prestigioso accreditamento EQUIS, creato nel 1997 come primo standard globale per l'auditing e l'accREDITAMENTO di istituti al di fuori dei confini nazionali, tenendo conto e valorizzando le differenze culturali e normative dei vari Paesi.



POLITECNICO
MILANO 1863



POLITECNICO DI MILANO
GRADUATE SCHOOL
OF BUSINESS

L'Energy & Strategy Group



L'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano è composto da docenti e ricercatori del Dipartimento di Ingegneria Gestionale e si avvale delle competenze tecnico-scientifiche di altri Dipartimenti, tra cui in particolare il Dipartimento di Energia.

L'Energy & Strategy Group si pone l'obiettivo di istituire un Osservatorio permanente sui mercati e sulle filiere industriali delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e della sostenibilità ambientale d'impresa in Italia, con l'intento di censirne gli operatori,

analizzarne strategie di business, scelte tecnologiche e dinamiche competitive, e di studiare il ruolo del sistema normativo e di incentivazione.

L'Energy & Strategy Group presenta i risultati dei propri studi attraverso:

- rapporti di ricerca "verticali", che si occupano di una specifica fonte di energia rinnovabile (solare, biomasse, eolico, geotermia, ecc.);
- rapporti di ricerca "trasversali", che affrontano il tema da una prospettiva integrata (efficienza energetica dell'edificio, sostenibilità dei processi industriali, ecc.).

Le Imprese Partner

ACEA

CVA

EDISON

EDP RENEWABLES

EF SOLARE ITALIA

ENEL GREEN POWER

ENEL X

ENERGY INTELLIGENCE

ENI

ERG

FALCK RENEWABLES

IDM SUDTIROL ALTO ADIGE

INNOGY

MEDIOCREDITO ITALIANO



Acea Produzione SpA è una società del Gruppo Acea, multiutility attiva nella gestione e nello sviluppo di reti e servizi nei business dell'energia, dell'acqua e dell'ambiente, quotata alla Borsa di Milano dal 16 luglio 1999, è uno dei principali operatori nazionali di servizi di pubblica utilità.

Acea Produzione, all'interno del Gruppo, opera nel settore della produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali e nel settore della produzione e vendita di calore.

Il sistema di produzione della Società è oggi costituito da un insieme di impianti di generazione, con una potenza installata complessiva di 226,40 MW, composto da cinque centrali idroelettriche

(tre delle quali situate nel Lazio, una in Umbria e una in Abruzzo), due impianti c.d. "mini idro", 8.5 MWp di potenza fotovoltaica installata e da due centrali termoelettriche.

Una delle centrali termoelettriche è asservita all'alimentazione delle rete di teleriscaldamento di alcuni quartieri della zona sud-ovest di Roma; rete che si estende per circa 40 km per un numero di abitanti serviti di poco inferiore a 40.000. Il sito produttivo è stato appena oggetto di un importante attività di repowering che ha visto l'installazione di un nuovo impianto di cogenerazione ad alto rendimento e la costituzione di un Sistema Efficiente di Utente per l'alimentazione elettrica del Depuratore di Roma Sud.

Produrre energia pulita e sostenibile da fonti rinnovabili. È questa la mission di Compagnia Valdostana delle Acque – CVA, società partecipata indirettamente dalla Regione Autonoma Valle d'Aosta e nata nel 2000, proprietaria di 30 centrali idroelettriche, caratterizzate da 908 MW di potenza nominale complessiva e una producibilità media annua di oltre 3.000 milioni di kWh.

Il costante reinvestimento degli utili ha formato una delle più solide aziende del settore, non solo italiano ma anche europeo, ponendo le solide premesse per la realizzazione di nuovi impianti finalizzati ad aumentare la capacità produttiva, sia utilizzando l'acqua, sia sperimentando la valorizzazione delle altre fonti rinnovabili come il sole e il vento.

Sono stati realizzati tre impianti fotovoltaici: due in Piemonte ed uno in Valle d'Aosta per complessivi 12,5 MW ed una produzione di circa 16 milioni di kWh annui. Nel 2012 è stato inoltre realizzato il primo parco eolico della Valle d'Aosta, con una potenza di 2,5 MW, ed è stato acquisito il parco eolico di Piansano in provincia di Viterbo (potenza installata di 42 MW). Nel 2015 è stato acquistato il parco eolico di Ponte Albanito (FG) per una potenza di 22,8 MW, mentre nel 2016 e nel 2017 altri due parchi eolici sono entrati a far parte della forza produttiva del Gruppo CVA: rispettivamente Laterza (TA) con 22,2 MW di potenza installata, e Tarifa (LE), anch'esso con 22 MW di potenza.

La potenza eolica installata complessiva del Gruppo si attesta quindi a 111,5 MW.

Idroelettrico, fotovoltaico ed eolico sono quindi i campi di azione che l'azienda, holding del Gruppo CVA, ha declinato in questi anni su due assi principali, innovazione e investimento, rafforzando la sua immagine di compagine solida e capace di guardare al futuro, con una particolare attenzione all'ambiente e al territorio.

Le tre fonti rinnovabili, insieme, hanno una produzione media annua di circa 3.500 GWh, per una potenza installata complessiva di 1.057 MW.

La scelta di un'energia in armonia con l'ecosistema si sposa con l'esigenza di ridurre le emissioni d'inquinanti immesse annualmente nell'atmosfera, di contribuire all'utilizzo e allo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile, di preservare il territorio e i suoi equilibri per le generazioni presenti e future. A tale scopo CVA s'impegna al rispetto di una politica ambientale e di specifiche procedure che consentono di ottenere ogni anno la certificazione ISO 14001 di tutti i suoi impianti. Inoltre l'azienda ha ottenuto la certificazione di qualità ISO 9001 e la 18001 relativa alla salute e sicurezza sul lavoro.

Le centrali e tutti gli altri luoghi di produzione hanno una valenza non solo produttiva, ma anche paesaggistica e culturale, diventando patrimonio universale, meta di piacevoli escursioni e strumento di apprendimento sul campo, in occasione di viste guidate aperte al pubblico.

Maggiori informazioni su tutto quanto riguarda il Gruppo CVA e la sua capogruppo su www.cvaspa.it



CVA



Edison è la più antica società europea nel settore dell'energia con oltre 130 anni di storia, e tra le maggiori in Italia. È attiva nella produzione e vendita di energia elettrica e nell'approvvigionamento, esplorazione e produzione di idrocarburi. Edison ha un parco di produzione di energia elettrica sostenibile che comprende impianti idroelettrici, eolici, solari e impianti termoelettrici altamente efficienti grazie alla tecnologia del ciclo combinato a gas.

Ogni giorno, in 10 paesi del mondo, 5.000 persone dedicano la propria passione per soddisfare i clienti. Edison vende energia elettrica e gas naturale alle famiglie e alle imprese, fornendo ai clienti soluzioni intelligenti per aumentare il comfort della vita a casa e in ufficio.

Edison è anche un operatore chiave nel mercato dei servizi energetici e ambientali con soluzioni per supportare le large industry, le PMI e le Pubbliche Amministrazioni nel ridurre i consumi di energia, ottimizzare le risorse e contenere gli effetti delle attività produttive. Edison è in grado di offri-

re supporto nella pianificazione territoriale per le amministrazioni pubbliche e di proporre soluzioni con particolare focalizzazione sulla riqualificazione energetica urbana, fino alla predisposizione di soluzioni per la "smart city" e la gestione di piattaforme IoT.

Edison, inoltre, è impegnata nella diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento di gas per la transizione e la sicurezza del sistema energetico nazionale. La società ha allo studio la realizzazione di nuove infrastrutture per l'importazione di gas verso l'Italia e l'Europa e, attraverso le proprie controllate, ne gestisce il trasporto, la distribuzione e lo stoccaggio.

Oggi Edison continua a crescere per costruire insieme un futuro di energia sostenibile.

La missione del Gruppo è di essere vicini alle persone con soluzioni intelligenti, competitive e sostenibili. Le sue azioni e decisioni sono guidate dal rispetto per gli individui, dell'ambiente e dal senso di responsabilità e integrità.

EDPR, società del gruppo EDP, è un'azienda leader nel settore dell'energia rinnovabile, specializzata nel settore dello sviluppo, della costruzione e della gestione di parchi eolici e fotovoltaici. Costituita nel 2007 con il chiaro obiettivo di produrre energia rinnovabile e carbon free per un sempre maggior numero di Paesi, EDPR è diventata rapidamente una multinazionale capofila nel settore delle energie rinnovabili. Con una potenza installata di 11 GW (2017), 27,6TWh generati nel 2016 e oltre 1.000 dipendenti di 34 differenti nazionalità, si afferma come uno dei maggiori produttori di energia da fonte eolica nel mondo. Le attività di EDPR sono organizzate su tre piatta-

forme (Europa, Nord America e Brasile) e sono presenti in 12 Paesi. Tali piattaforme sono supportate da una rete di business units nazionali (in Italia ECR Renewables Italia Holding srl) e regionali che forniscono competenze "on the ground", a stretto contatto con gli "stakeholders" del mercato. Questo connubio crea un equilibrio perfetto tra la visione globale, necessaria al continuo sviluppo di EDPR nel settore delle energie rinnovabili, e l'approccio locale, fondamentale per la corretta gestione dei nostri parchi eolici e fotovoltaici. Le relazioni con i proprietari terrieri, con le municipalità, con gli enti regolatori e con altri "stakeholders", sono un elemento essenziale per il successo di EDPR.





EF Solare Italia è il primo operatore di fotovoltaico in Italia, con 123 impianti in 14 regioni e una capacità installata di circa 400 MW.

Joint venture paritetica tra Enel Green Power e F2i, EF Solare Italia guida il processo di consolidamento in atto nel settore, attraverso l'acquisizione di impianti in esercizio, ponendosi come aggregatore di un mercato in continua crescita ma estremamente frammentato.

Forte della propria leadership tecnologica e di un approccio industriale, EF Solare Italia vuole essere volano per lo sviluppo tecnologico e la crescita dell'intero settore.

Grazie a un Asset Management efficiente, basato su una piattaforma che permette di gestire in maniera organica impianti fotovoltaici anche di piccole dimensioni, contribuisce al miglioramento delle performance tecniche, alla riduzione dei

costi di manutenzione, all'investimento in nuove tecnologie e all'aumento dell'efficienza globale del sistema.

A livello operativo la strategia di EF Solare Italia si sviluppa su tre assi:

Acquisizione di impianti in esercizio, facendo leva sull'elevata frammentazione del mercato e sulla disponibilità di impianti in vendita.

Miglioramento delle Operations e delle Performance degli impianti grazie allo sviluppo tecnologico e alla crescita dimensionale, mediante un approccio innovativo legato alla specializzazione delle competenze, alla Digital Energy e all'efficientamento di struttura e risorse.

Ottimizzazione finanziaria del portafoglio impianti, sfruttando le opportunità legate al fattore dimensionale e all'utilizzo di forme di finanziamento alternative.

Enel Green Power è la società del Gruppo Enel nata nel dicembre 2008 e dedicata allo sviluppo e alla gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili a livello internazionale, è presente in Europa, nel continente americano ed in espansione anche in Africa e Asia.

È tra i principali operatori a livello internazionale nel settore della generazione di energia da fonti rinnovabili: EGP opera circa 41 GW di capacità installata suddivisa in un mix di tecnologie green ben calibrato, cioè eolico, solare, idroelettrico, geotermico e biomassa per una produzione totale di 89 TWh prodotti nel 2017 (dati al 31 dicembre 2017 sul gestito).

Enel Green Power con il suo ambizioso piano di crescita ed investimenti contribuisce ad uno svilup-

po sostenibile in tutte le realtà in cui opera. Le fonti rinnovabili costituiscono uno strumento importante per promuovere la competitività del sistema produttivo dei diversi Paesi e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento delle fonti di energia: la produzione diffusa di elettricità da acqua, sole, vento e calore della terra contribuisce infatti a una maggiore autonomia energetica delle nazioni, e allo stesso tempo sostiene la salvaguardia dell'ambiente.

L'obiettivo di Enel Green Power è quello di crescere incrementando la capacità installata e ottimizzando, per ogni Paese, il mix delle tecnologie, in un'ottica di valorizzazione delle caratteristiche specifiche dei territori e facendo leva sulle competenze acquisite da Enel nei diversi paesi in cui opera.





Enel X la nuova società del Gruppo Enel dedicata allo sviluppo di prodotti innovativi e soluzioni digitali nei settori in cui l'energia mostra il maggior potenziale di trasformazione: abitazioni, imprese, città e mobilità elettrica.

Attraverso una piattaforma di servizi aperta e flessibile, Enel X è in grado di connettere ecosistemi urbani, distretti industriali, filiere produttive, esigenze di mobilità e singoli individui.

In particolare Enel X offre soluzioni rivolte a grandi clienti con una particolare attenzione verso servizi flessibili (servizi di consulenza, tecnologie legate all'efficienza energetica, la generazione distribuita e la realizzazione di soluzioni off-grid e il Demand

Response); offre servizi integrati alle Pubbliche Amministrazioni e alle municipalità, e soluzioni per la connettività come l'offerta wholesale di servizi di fibra ottica; ha inoltre una offerta dedicata ai clienti residenziali con servizi come l'installazione, la manutenzione di avanzate soluzioni tecnologiche per la casa; per case più intelligenti, capaci di risparmiare sempre più energia e offrire maggiore benessere; Infine nel settore della mobilità elettrica Enel X copre tutte le tipologie di clienti con l'obiettivo di diventare leader tecnologico nel settore per promuovere una mobilità elettrica sempre più diffusa ed efficiente con infrastrutture di ricarica e Vehicle-Grid-Integration.

Energy Intelligence nasce dall'incontro di due percorsi imprenditoriali nei settori Energia ed ICT, con l'obiettivo di fornire servizi ad alto valore aggiunto nel campo dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili.

La graduale transizione verso i nuovi paradigmi di produzione distribuita, di autoconsumo e di accumulo dell'energia portano alla affermazione del ruolo dei Prosumer (contemporaneamente produttori e consumatori di energia) con la necessità di affrontare nuove complessità e nuove opportunità. Obiettivo della società è essere un punto di riferimento in questo nuovo paradigma puntando su competenze di eccellenza sul fronte energetico e su una piattaforma tecnologica propria per il monitoraggio e il controllo dei flussi energetici di produzione e di consumo.

Il Laboratorio di sperimentazione EnergyLab.

Energy Intelligence, può contare su un proprio laboratorio di sperimentazione sul fotovoltaico realizzato con il patrocinio delle Istituzioni e dell'Università. Dal laboratorio, tra i pochi in Italia, è nata la tecnologia per il controllo e l'analisi dei flussi energetici. Nel laboratorio viene portato avanti un costante processo di innovazione, testando nuove tecnologie e nuovi metodi di diagnostica.

Energy Intelligence IoT Platform

Soluzione proprietaria di Energy Intelligence disponibile in Cloud a supporto dell'utilizzo intelligente dell'energia. L'architettura IoT (Internet Of Things)

permette di gestire un portafoglio di impianti intelligenti ed interconnessi al sistema: dal censimento degli impianti/siti al monitoraggio continuativo dei dati di produzione e di consumo di energia il sistema fornisce indicatori prestazionali ed economici (KPI), report periodici ed alert utili al processo di gestione e manutenzione efficiente. Fotovoltaico.

Con una esperienza maturata nella gestione di un Asset composto da oltre 335MWp su 370 impianti, Energy Intelligence è oggi leader nella gestione efficiente di impianti fotovoltaici per i quali fornisce servizi di Asset & Risk Management, Operation & Maintenance e Due diligence anche per il mercato secondario. L'esperienza accumulata consente ai consulenti di Energy Intelligence di offrire servizi di monitoraggio avanzati, progettazione e realizzazione di interventi di revamping e repowering.

Efficienza energetica.

Grazie alla propria piattaforma tecnologica, alla metodologia e alle competenze dei propri consulenti, Energy Intelligence fornisce servizi per l'efficienza energetica in ambienti industriali e building complessi. L'obiettivo è quello in primo luogo di monitorare i flussi energetici per poi individuare interventi di efficientamento, progettargli e gestirli la realizzazione e misurare progressivamente i miglioramenti conseguiti.

La società è in grado di effettuare auditing energetici e servizi di temporary energy management.





Eni è un'impresa integrata nel settore dell'Oil & Gas e della produzione di energia ed impiega 32.733 persone in 73 Paesi (https://www.eni.com/it_IT/azienda/profilo-compagnia).

Più specificatamente Eni è uno dei principali attori nelle attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas naturale, di raffinazione e vendita di prodotti petroliferi, di generazione e commercializzazione di energia elettrica. La "market capitalization" dell'azienda è di 55 miliardi di US\$.

La "mission" di Eni è quella di costruire un futuro in cui tutti possano accedere alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile con un lavoro fondato sulla forza e sviluppo delle competenze e l'innovazione. Eni quindi riconosce le differenze come risorse e stabilisce partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità dei contesti in cui opera e s'impegna a promuovere nelle relazioni con gli "stakeholder", la fiducia, la conoscenza reciproca e la condivisione di valori e obiettivi.

La sostenibilità nel senso più ampio rappresenta per Eni il tema che guida un processo di miglioramento continuo in cui performances economiche, reputazione e tutela dell'ambiente e dei diritti umani guidano lo sviluppo dei progetti industriali ed a questo proposito include nella sua organizzazione strutture dedicate alla valutazione e gestione dei rischi ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle sue attività.

Il modello di business di Eni riconosce che la princi-

pale sfida del settore energetico è il bilanciamento tra l'accesso all'energia e la lotta al cambiamento climatico che comporta necessariamente la modifica del mix energetico, riducendo il "footprint" di carbonio.

Questo significa che la strategia di Eni è quella di crescita nel core business ma con obiettivi in termini di riduzione delle emissioni, aumento dell'utilizzo del gas naturale, soprattutto per la generazione di energia elettrica e sviluppo delle fonti rinnovabili. Gli investimenti nella ricerca e l'innovazione tecnologica sono per Eni attività prioritarie (i costi di ricerca e sviluppo per il 2016 corrispondevano a 161 milioni di €) e le attività si svolgono in strutture interne (Direzione Research & Technology Innovation) stabilendo rapporti privilegiati con diverse strutture accademiche. Le attività di R&S si articolano nell'ambito della in linee strategiche che concernono lo sviluppo di innovazioni: a) nel settore delle attività upstream e downstream dell'Oil&Gas, b) per la valorizzazione del gas naturale, c) per la produzione di energia low carbon in particolare da energie rinnovabili, d) per la prevenzione e bonifica dei danni ambientali.

Eni nel 2015 ha inoltre strutturato una Direzione Energy Solutions che si occupa di definire le strategie di sviluppo del business energia da fonti rinnovabili e contribuisce all'elaborazione degli scenari di riferimento in collegamento con la R&D e le altre funzioni di Eni coinvolte.

ERG da 80 anni opera nel settore dell'energia. Fondata nel 1938 e quotata alla Borsa di Milano dal 1997, ha sempre orientato le proprie scelte industriali a sostegno dello sviluppo e della crescita del business nel lungo periodo.

La strategia ha consentito ad ERG, nell'arco di pochi anni, di trasformarsi da primario operatore petrolifero a produttore indipendente di energia elettrica, leader nel settore delle rinnovabili: oggi ERG è il primo produttore di energia eolica in Italia e fra i primi dieci in Europa (presente in Germania, Francia, Polonia, Romania, Bulgaria), con 1,8 GW di potenza totale installata. Lo sviluppo nell'eolico, seguito alla progressiva uscita dal settore oil completata a fine 2017 con la vendita della partecipazione in TotalERG, ha rappresentato il passo fondamentale che ha portato ERG a mutare radicalmente il proprio portafoglio di attività.

Un processo che nel 2015 ha portato all'acquisizione del complesso idroelettrico di Terni (16 centrali, 527 MW di potenza) e, nel 2018, di 30 impianti fotovoltaici in 8 regioni italiane per un totale di circa 90 MW, oltre all'ulteriore crescita nell'eolico in Germania, Francia e UK (in fase progettuale).

Completa il portafoglio di asset l'impianto termoelettrico cogenerativo ad alta efficienza alimentato a

gas naturale da 480 MW, localizzato in Sicilia.

Dopo un periodo di forte espansione attraverso acquisizioni, prevediamo un ulteriore sviluppo dal 2018 al 2022 per circa 850 MW attraverso tre differenti canali: sviluppo organico e accordi di co-sviluppo in Europa, nuove acquisizioni nei paesi target ed un significativo piano di Repowering & Reblading di parte dei nostri parchi eolici in Italia.

L'evoluzione industriale di ERG è accompagnata da un'attenta politica di sostenibilità ambientale e di responsabilità sociale: il portafoglio di attività, concentrato nel settore delle rinnovabili e dell'alta efficienza non solo è coerente con le scelte di politica energetica a livello nazionale ed europeo (Accordo di Parigi-COP21), ma ha permesso di incrementare il contributo in tema di lotta ai cambiamenti climatici. Grazie alla produzione di energia da fonti rinnovabili, nel corso del 2017 sono state evitate emissioni per 2.901 kt con un valore cumulato dal 2006 pari a oltre 10 milioni di tonnellate.

Il XIX secolo è stato il secolo del carbone, il XX quello del petrolio, il XXI sarà il secolo dell'energia rinnovabile. Un cambiamento epocale e una sfida che trova ERG preparata per cogliere le grandi opportunità di sviluppo e crescita che si presenteranno in questo settore.



Falck Renewables – quotata al segmento STAR della Borsa Italiana – sviluppa, progetta, costruisce e gestisce impianti di produzione di energia rinnovabile con una capacità installata di 950 MW (913 MW secondo la riclassificazione IFRS 11) in Italia, Regno Unito, Stati Uniti, Spagna e Francia e produce oltre 2 miliardi di KWh di energia all'anno, generati da energia eolica, solare, biomasse e tecnologie waste-to-energy. L'azienda opera anche nel settore dei servizi, fornendo supporto tecnico in tutto il mondo. Attra-

verso la società interamente controllata Vector Cuatro, Falck Renewables offre servizi di consulenza in ambito commerciale e tecnico, ingegneria e M & A con oltre 1800 MW di energia solare ed eolica gestiti per conto terzi ed è presente in 25 paesi.

Falck Renewables non garantisce solamente le migliori soluzioni tecnologiche, gestionali e ambientali ai propri impianti, ma si impegna a costruire un rapporto serio e duraturo con il territorio dove opera e coloro che lo vivono.

IDM Südtirol – Alto Adige, è l’Agenzia della Camera di Commercio e della Provincia Autonoma di Bolzano che sovrintende al marketing territoriale e allo sviluppo delle aziende altoatesine in termini di innovazione e internazionalizzazione.

IDM Alto Adige ha circa 200 collaboratori, amministra un budget di oltre 40 milioni di euro e funge da punto di riferimento per le aziende del territorio altoatesino in tema di: consulenze di scenario, sviluppo di progetti di innovazione, messa in rete con i partner pubblici e privati, ed individuazione delle aree produttive e degli immobili più idonei per lo sviluppo di impresa.

Da anni l’Alto Adige investe in maniera mirata nel campo delle tecnologie alpine e green, nelle tecnologie alimentari e nelle soluzioni intelligenti in ambito IT. Nel 2017 è stato inaugurato a Bolzano il Parco Tecnologico NOI (Nature of Innovation) che, su 13 ettari di superficie, rappresenta un avveniristico pun-

to di incontro e scambio tra aziende e ricercatori.

Le iniziative di IDM possono contare su una grande visione: l’Alto Adige punta a diventare uno degli spazi vitali più ambiti d’Europa e, in tal modo vuole assicurare un futuro alle prossime generazioni.

Quella di Bolzano è la provincia italiana che negli ultimi anni ha messo in campo le più efficaci politiche e ha disegnato la più chiara prospettiva di innovazione con l’obiettivo di uscire dalle energie fossili. Il 63,4% dell’energia totale (elettrica, termica, traffico) consumata in Alto Adige è già rinnovabile, contro il 17,5% in Italia e un 16,7% nell’UE. Ma il 75% del fabbisogno energetico dell’Alto Adige sarà coperto da fonti rinnovabili entro il 2020, e si arriverà al 90% entro il 2050.

L’Alto Adige ha insomma una chiara visione del proprio futuro, e intende dividerla con le aziende più innovative del panorama nazionale e internazionale.



iDM
SÜDTIROL
ALTO ADIGE



innogy Italia SpA, Società interamente controllata dal Gruppo energetico tedesco innogy SE, opera attualmente 90 MW eolici in Sardegna, Molise Puglia e Basilicata. Grazie alla produzione di energia pulita dai nostri impianti viene soddisfatto il fabbisogno energetico di oltre 47mila famiglie Italiane risparmiando al contempo l'emissione di 62mila tonnellate di CO2 all'anno. L'eolico onshore rappresenta al momento il core business di innogy Italia SpA, ma il percorso di crescita e posizionamento è orientato anche alle altre fonti di produzione di energia rinnovabile già ben radicate in innogy SE, quali eolico offshore, fotovoltaico ed idroelettrico, nonché alla proposizione di servizi energetici evoluti per un mercato nazionale in continuo sviluppo. Soluzioni e-mobility e SmartHome sono esempi tra i servizi e i prodotti offerti nel costante impegno a creare un sistema energetico innovativo e sostenibile.

La capogruppo innogy SE è stata creata ad aprile 2016 come sussidiaria di RWE AG da cui ha incorpo-

rato le attività maggiormente orientate alla trasformazione energetica sostenibile ("Energiewende"); da ottobre 2016 è quotata al DAX di Francoforte.

Innogy SE è attiva in più di venti Paesi, e con i suoi 40.000 dipendenti serve 23 milioni di clienti finali in undici Paesi, produce energia da fonte rinnovabile per oltre 3.500 MW di potenza installata, opera una rete energetica di quasi seicentomila chilometri.

La missione di innogy è rispondere alle esigenze di un universo energetico moderno ed efficiente, in cui decarbonizzazione, decentralizzazione e digitalizzazione rappresentano le sfide per un futuro sostenibile ed in costante evoluzione, che permetta alle future generazioni di vivere in un mondo nel quale davvero valga la pena abitare. In qualità di Gruppo leader nel settore energetico ha come obiettivo il miglioramento della qualità della vita dei consumatori attraverso un utilizzo innovativo dell'energia: sostenibilità, efficienza e velocità di azione sono gli elementi fondamentali ed indispensabili per un adeguato servizio ai propri clienti.

Mediocredito Italiano costituisce, all'interno del Gruppo Intesa Sanpaolo, la banca dedicata al sostegno degli investimenti strategici, allo sviluppo e all'ottimizzazione del capitale circolante delle imprese.

Specializzato nel credito industriale, nel leasing e nel factoring, riunisce tutte le competenze e le esperienze di un grande Gruppo per supportare le imprese che vogliono crescere e restare competitive sul mercato: 60.000 clienti serviti, 41 miliardi di euro di impieghi, 63,1 miliardi di crediti gestiti nel 2017 danno un'idea del suo ruolo nell'economia.

Mediocredito Italiano può contare sulla professionalità di ca. 1.000 risorse ed opera al servizio di tutto il gruppo Intesa Sanpaolo affiancando la rete bancaria costituita da circa 4.700 filiali in Italia ed assicurando così un forte radicamento sul territorio.

Il servizio offerto è caratterizzato da un elevato livello di competenze e specializzazione:

- finanziamenti a medio lungo termine, dal credito ordinario e agevolato al sostegno dell'innovazione fino alla finanza strutturata;
- leasing strumentale, immobiliare e veicoli industriali;
- factoring, dove Mediocredito italiano è il primo operatore europeo: dallo smobilizzo dei crediti a servizi di valutazione dei debitori, di gestione e incasso dei crediti, di protezione di rischio insolvenza e ritardato pagamento, fino al credito di fornitura ed al confirming (soluzione evoluta di factoring indiretto).

Inoltre, Mediocredito Italiano ha costituito dei desk specialistici che operano nei settori cosiddetti ritenu-

ti strategici per il nostro Paese. La finalità è quella di rispondere alle peculiarità delle filiere che operano nei principali distretti quali Energia, Turismo, Media & Entertainment, Navale, Alimentare, Meccanica, Innovazione e Pubblica Amministrazione.

I desk garantiscono un'approfondita e puntuale analisi dei progetti di maggiore complessità, un continuo aggiornamento sull'andamento e le tendenze dei mercati specifici.

In particolare, per il settore dell'energia, l'attività del Desk specialistico si pone nell'ottica di un servizio completo di assistenza e consulenza rispetto a tutte le problematiche che riguardano soprattutto lo sviluppo di energie da fonti rinnovabili e progetti di efficienza energetica. Il Desk Energia si compone di un team di professionisti del settore dedicato a esaminare la sostenibilità dei progetti e a ricercare le soluzioni più idonee a supporto delle diverse iniziative d'investimento.

Gli specialisti del Desk mettono a disposizione della clientela le loro competenze sia in sede di valutazione delle caratteristiche progettuali sia di costruzione della struttura finanziaria. Il supporto consulenziale è mirato inoltre a illustrare agli imprenditori i migliori percorsi di accesso alle agevolazioni di volta in volta disponibili. Il Desk Energia fa ricorso a modelli di analisi e di valutazione creati ad hoc che tengono conto, oltre che degli elementi economico-patrimoniali delle aziende investitrici, anche delle caratteristiche tecnologiche e ambientali più specifiche dei progetti e della loro capacità di generare flussi di cassa, consentendo un esame accurato del merito complessivo delle iniziative.

 **MEDIOCREDITO ITALIANO**

Note

Note

A series of 20 horizontal green lines spanning the width of the page, providing a template for text entry.



Note

Note

Lined area for notes with horizontal lines.



Note

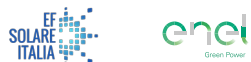


Copyright 2015 © Politecnico di Milano - Dipartimento di Ingegneria Gestionale
Collana Quaderni AIP
Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 - Tribunale di Milano

Direttore Responsabile: Umberto Bertelè

Progetto grafico e impaginazione: Ntounas Stefano
Stampa: Tipografia Galli & C. s.r.l.
ISBN: 978-88-98399-24-6

Partner



Con il patrocinio di



STAMPATO SU
CARTA RICICLATA

ISBN: 978-88-98399-24-6